

UNIVERSITATEA TEHNICĂ A MOLDOVEI

FACULTATEA ENERGETICA

CATEDRA ELECTROENERGETICA

TRANSPORTUL ȘI DISTRIBUȚIA ENERGIEI ELECTRICE

Îndrumar pentru proiectare

Chișinău
U.T.M.
2006

CUPRINS

1. CONSUMUL PUTERII ACTIVE, BILANȚUL PUTERII REACTIVE, ALEGEREA INSTALAȚIILOR DE COMPENSARE..	3
2. ALEGEREA SCHEMEI REȚELEI ELECTRICE ÎN BAZA CALCULELOR TEHNICO-ECONOMICE	8
2.1. Alegerea structurii rețelei electrice din considerentele cerințelor asigurării consumatorilor cu energie electrică.....	9
2.2. Alegerea configurației rețelei electrice.....	11
2.3. Determinarea sarcinilor de calcul și alegerea tensiunii nominale pentru tronsoanele rețelei	15
2.4. Alegerea transformatoarelor și schemelor electrice de conexiune a stațiilor de coborâre a rețelei electrice locale	20
2.5. Dimensionarea liniilor electrice	23
2.6. Alegerea schemei electrice pe bază comparării tehnico-economice a câteva variante concurente de realizare.....	26
3. DETERMINAREA PARAMETRILOR DE BAZĂ A REGIMULUI NORMAL ȘI POSTAVARIE A REȚELEI ELECTRICE.....	29
3.1. Schema echivalentă a rețelei pentru calculul regimului permanent	29
3.2. Determinarea parametrilor regimului schemei de configurație arborescentă.....	33
3.3. Determinarea parametrilor regimului rețelei electrice simplu buclată	35
4. ALEGEREA MIJLOACELOR DE REGLARE A TENSIUNII....	37
5. CALCULUL MECANIC AL CONDUCTORULUI	41
5.1. Determinarea sarcinilor specifice	41
5.2. Determinarea deschiderilor critice	42
5.3. Alegerea regimului inițial de calcul	42
5.4. Calculul tensiunilor ce acționează.....	42
5.5. Determinarea săgeții conductorului.....	43
5.6. Determinarea temperaturii critice.....	43
5.7. Calculul săgeții maxime	43
5.8. Construirea curbelor de montaj și șablon	44
BIBLIOGRAFIE	45

1. CONSUMUL PUTERII ACTIVE, BILANȚUL PUTERII REACTIVE, ALEGEREA INSTALAȚIILOR DE COMPENSARE

La proiectarea unei rețele electrice regionale, care este incorporată într-un sistem electroenergetic, se admite, ca puterea instalată a generatoarelor ce fac parte din sistem să fie suficientă pentru acoperirea consumului de putere activă din această rețea, adică bilanțul puterii active în sistem este asigurat. Consumul puterii active este determinat de către valoarea sarcinii în nodurile de consum a energiei electrice și de către pierderile de putere activă în toate elementele rețelei electrice proiectate (linii și transformatoare) în orele de vârf a curbei de sarcină. Puterea activă care este furnizată în rețeaua electrică de către generatoarele sistemului electroenergetic poate fi descrisă de relația:

$$\sum P_G = K_{S(P)} \sum_{i=1}^n P_{ci} + (0,05 \div 0,075) \sum_{i=1}^n P_{ci}, \quad (1.1)$$

unde $\sum P_G$ este puterea activă sumară a generatoarelor centralelor electrice din sistem furnizată în rețeaua electrică proiectată;

P_{ci} – puterea activă maximală a nodului i de consum a energiei electrice; $i = 1, 2, \dots, n$, unde n – numărul nodurilor în rețea.

În partea dreaptă a expresiei (1.1) prima componentă reprezintă suma valorilor maxime impuse a sarcinilor în nodurile de consum a rețelei electrice ținând cont de faptul că pe parcursul zilei sarcinile maxime în diferite noduri de consum nu vor coincide ($K_{S(P)} = 0,9-0,95$), cea de-a doua componentă – valoarea sumară a pierderilor de putere activă în elementele rețelei, care constituie aproximativ (5 – 7,5) % din suma valorilor maxime impuse a sarcinilor în nodurile de consum.

La analiza cererii puterii active livrate de către generatoarele sistemului electroenergetic pentru rețeaua ce se proiectează suplimentar trebuie de ținut cont de puterea rezervei și a serviciilor proprii a centralelor electrice, care în sumă constituie aproximativ 20% din valoarea sumară a puterii active livrate în sistem.

Puterea reactivă necesară la proiectarea rețelei electrice este determinată de sarcina reactivă a nodurilor indicate de consum a energiei electrice și de pierderile de putere în elementele rețelei electrice în orele de vârf a curbei de sarcină.

Puterea instalată a surselor de putere reactivă trebuie să fie consumabilă, adică în sistemul energetic trebuie să existe rezervă atât de putere activă, cât și de putere reactivă. De regulă, rezerva de putere activă a generatoarelor de la centralele electrice asigură și rezerva de putere reactivă. În calitate de surse suplimentare de putere reactivă se utilizează instalații de compensare: compensatoare sincrone și baterii de condensatoare.

În proiectarea unei rețele bilanțul puterii reactive este determinat de expresia, care e caracteristică pentru orice sistem:

$$\sum Q_G + \sum_{j=1}^l Q_{lj} + \sum_{i=1}^n Q_{ICi} = 0,9 \sum_{i=1}^n Q_{ci} + \sum_{j=1}^l \Delta Q_{lj} + t \sum_{k=1}^s \Delta Q_{tk}, \quad (1.2)$$

unde $\sum Q_G$ – puterea reactivă disponibilă a generatoarelor sistemului;

Q_{lj} – puterea reactivă, generată de linia j a rețelei; $j = 1, 2, \dots, l$, unde l – numărul liniilor în rețeaua electrică proiectată;

Q_{ICi} – puterea instalațiilor de compensare, care necesită a fi montate în nodul de consum i ;

Q_{ci} – puterea reactivă absorbită de consumatorul i în orele de vârf a curbei de sarcină;

ΔQ_{lj} – pierderile de putere reactivă în tronsonul j a rețelei;

ΔQ_{tk} – pierderile de putere reactivă în transformatoarele stației electrice k ; $k = 1, 2, \dots, s$, unde s – numărul stațiilor electrice în rețeaua electrică proiectată (în caz general numărul stațiilor electrice poate să difere de numărul nodurilor de consum a EE);

t – numărul treptelor de transformare a energiei în rețeaua ce se proiectează.

Puterea reactivă disponibilă a generatoarelor din sistem poate fi determinată prin puterea activă livrată în sistem și valoarea medie impusă a factorului de putere nominal al generatoarelor $\cos\varphi_g$ utilizând relația:

$$\sum Q_G = \sum P_G \cdot \operatorname{tg} \varphi_G = \left(0,9 \sum_{i=1}^n P_{ci} + (0,05 \div 0,075) \sum_{i=1}^n P_{ci} \right) \cdot \operatorname{tg} \varphi_G, \quad (1.3)$$

unde $tg\varphi_G$ – corespunde valorii medii impuse a factorului de putere nominal al generatoarelor sistemului.

Puterea reactivă, generată de liniile rețelei electrice, poate fi determinată aproximativ dacă se ține cont de indicatorii specifici pentru liniile simplu-circuit, prezentați în tabelul 1.1.

Tabelul 1.1

Indicatori pentru liniile electrice

U_{nom} , kV	35	110	330
q_0 , kvar/km	3	30	130
ΔQ_l , kvar	$(0,01-0,02)S_L$	$(0,04-0,06)S_L$	$(0,15-0,20)S_L$

Suma valorilor maxime a sarcinii reactive a rețelei electrice locale poate fi determinată ținând cont de faptul că pe parcursul zilei sarcinile reactive maxime în diferite noduri de consum nu vor coincide ($K_{S(P)} = 0,9 - 0,95$).

Pierderile de putere reactivă în liniile electrice (LEA) depind atât de puterile tranzitate prin linie (P_l , Q_l), cât și de tensiunea nominală și sunt prezentate în tabelul 1.1. După cum au demonstrat cercetările în sistemele electroenergetice, în componența cărora nu intră linii cu tensiunea nominală 330 kV și mai mult, în calculele inițiale se acceptă ca pierderile de putere reactivă în LEA și puterea reactivă generată de aceste linii se compensează în orele de vârf a curbei de sarcină. Astfel, la alcătuirea bilanțului preventiv de putere reactivă în rețeaua proiectată, componentele Q_{lj} și ΔQ_{lj} din relația (1.2) pot fi neglijate deoarece ele se compensează.

Pierderile de putere reactivă în transformatoare și autotransformatoare constituie componenta de bază în pierderile de putere reactivă a rețelei electrice. Ținând cont de faptul că la transportul de la centralele electrice sau de la stațiile sistemului energetic până la barele consumatorilor 6-10 kV, energia electrică suportă câteva trepte de transformare (nu mai puțin de două – trei trepte), putem constata că pierderile de putere reactivă în transformatoare pot atinge valori esențiale.

Pentru transformatoarele cu două înfășurări, cu valori caracteristice a parametrilor U_{sc} (%) și I_{mg} (%), pierderile de putere reactivă constituie:

$$\Delta Q_t = (0,12 \div 0,14) \cdot m \cdot S_{nom},$$

iar dacă vom ține cont de faptul că în regim normal sarcina transformatoarelor nu atinge valoarea nominală, pierderile de putere activă sunt mai mici și constituie aproximativ:

$$\Delta Q_t \approx 0,1 \cdot m \cdot S_{nom},$$

unde m – numărul de transformatoare la stație cu puterea nominală a fiecăruia S_{nom} .

La alcătuirea bilanțului provizoriu de putere reactivă, până la etapa de alegere a tipului și puterii transformatoarelor stațiilor de coborâre, în rețeaua electrică proiectantă pierderile sumare a puterii reactive în transformatoare pot fi determinate după expresia:

$$\sum_{k=1}^s \Delta Q_{tk} \approx 0,1 \sum_{i=1}^n S_{ci} \approx 0,1 \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{ci} \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{ci} \right)^2}, \quad (1.4)$$

iar pentru rețelele cu câteva trepte de transformare t , pierderile de putere reactivă, care se determină după relația (1.4), se majorează de t ori.

Puterea instalațiilor de compensare, necesare a fi montate în rețea pentru asigurarea bilanțului de putere reactivă, poate fi determinată pe baza expresiei (1.2):

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n Q_{ICi} &= K_{S(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{ci} + \sum_{j=1}^l \Delta Q_{lj} + t \sum_{k=1}^s \Delta Q_{tk} - \sum Q_G - \sum_{j=1}^l Q_{lj} \approx \\ &\approx K_{S(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{ci} + t \sum_{k=1}^s \Delta Q_{tk} - \sum Q_G \end{aligned}, \quad (1.5)$$

Tipul de bază a instalațiilor de compensare la stațiile 35-220 kV în rețelele electrice locale constituie bateriile condensatoarelor statice, care se montează, de regulă, pe barele 6-10 kV a stațiilor rețelei locale sau la trepte mai joase a rețelei de distribuție. În rețelele electrice locale cu o densitate mare a populației și linii relativ scurte, care permit tranzitarea fluxurilor mari de putere reactivă fără căderi de tensiune esențiale în nodurile rețelei, ca soluție ar putea fi montarea compensatoarelor sincrone la stațiile 220 kV și mai mult.

În cazul repartizării puterii instalațiilor de compensare, determinată conform relației (1.5), în nodurile de consum a energiei electrice, prioritate trebuie acordată nodurilor de consum mai îndepărtate de sursa de energie și nodurilor rețelei electrice, care au consum sporit de putere activă cu valoare relativ mică a factorului de putere a sarcinii. Dacă nodurile de consum au față de sursă aceeași îndepărtare electrică, atunci se admite amplasarea instalațiilor de compensare din considerentele egalității valorilor medii a factorilor de putere în nodurile rețelei electrice. Ținând cont de compensarea puterii reactive valoarea medie a factorului de putere se determină din relația:

$$\cos \varphi_b = \cos \left(\operatorname{arctg} \frac{K_{S(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \sum_{i=1}^n Q_{ICi}}{K_{S(P)} \sum_{i=1}^n P_{ci}} \right), \quad (1.6)$$

Astfel puterea necesară a instalațiilor de compensare în orice nod i a rețelei electrice poate fi determinată cu expresia:

$$Q_{ICi} = P_{ci}(tg \varphi_i - tg \varphi_b), \quad (1.7)$$

unde $tg \varphi_i$ – corespunde valorii impuse a factorului de putere a nodului i ;
 $tg \varphi_b$ – corespunde valorii factorului de putere a rețelei, calculat cu expresia (1.6).

La aprecierea preventivă a bilanțului de putere reactivă în etapele inițiale de proiectare valoarea sumară a puterii nominale a instalațiilor de compensare $Q_{nom.IC}$ acceptate a fi montate în rețeaua electrică, trebuie să îndeplinească condiția:

$$\sum_{i=1}^n Q_{nom.ICi} \leq (1,0 \div 1,1) \sum_{i=1}^n Q_{ICi}$$

În rezultatul alegerii puterii, tipului și locului de montare a instalațiilor de compensare se determină sarcinile de calcul în nodurile de consum, care vor fi utilizate pentru toate calculele ulterioare în proiectarea rețelei:

$$\dot{S}_{ki} = P_{ci} + j(Q_{ci} - Q_{nom.IC.i}) = P_{ki} + jQ_{ki}, \quad (1.8)$$

Verificarea dacă alegerea și amplasarea instalațiilor de compensare a fost efectuată corect se efectuează la etapele finale de proiectare a rețelei electrice locale, ținând cont de rezultatele regimului permanent de funcționare pentru sarcinile maxime în nodurile de consum.

2. ALEGEREA SCHEMEI REȚELEI ELECTRICE ÎN BAZA CALCULELOR TEHNICO-ECONOMICE

Alegerea schemei rețelei electrice locale reprezintă o sarcină tehnico-economică complicată, care presupune soluționarea complexă a următoarelor întrebări de bază a proiectării:

- alegerea structurii rețelei electrice din considerentele cerințelor asigurării consumatorilor cu energie electrică;
- alegerea configurației rețelei electrice;
- determinarea sarcinilor de calcul și alegerea tensiunii nominale pentru tronsoanele rețelei;
- alegerea transformatoarelor și schemelor electrice de conexiune a stațiilor de coborâre a rețelei electrice;
- dimensionarea liniilor electrice;
- alegerea schemei electrice pe bază comparării tehnico-economice a câteva variante concurente de realizare a RE.

La proiectarea unei rețele electrice în calitate de date tehnice inițiale, de regulă, se cunosc valorile sarcinilor consumatorilor (cu indicarea componenței consumatorilor după categoriile de siguranță în funcționare), locul de amplasare a consumatorilor de energie electrică și surselor de putere pe planul regiunii unde se va proiecta rețeaua, nivelul de tensiune a rețelelor de distribuție în nodurile de consum (6-10 kV) și alte informații despre consumatori și surse de energie.

Se observă că la prezența acestor date indicate spre proiectare, din punct de vedere tehnic problema asigurării consumatorilor cu energie electrică are mai multe variante de soluționare. La proiectarea obiectelor electroenergetice se utilizează metoda comparării tehnice a variantelor concurente. Pentru aprecierea economică calitativă a soluțiilor tehnice a rețelei proiectate, se utilizează criteriul cheltuielilor total-actualizate.

Cinci – șapte variante de realizare a rețelei electrice se alcătuiesc pe baza analizei datelor inițiale. Fiecare din trei – patru variante de realizare concurente se elaborează pe deplin din punct de vedere tehnic, până la determinarea indicatorilor tehnico-economici, după

care se va efectua compararea variantelor. Soluția optimală va constitui varianta, care asigură cele mai mici cheltuieli și respectiv, va fi cea mai eficientă.

În cazurile când variantele economice comparabile sunt aproape egale reieșind din calculele tehnico-economice, atunci spre realizare se va propune varianta care asigură indicatori de perspectivă calitativi.

2.1. Alegerea structurii rețelei electrice din considerentele cerințelor asigurării consumatorilor cu energie electrică

În dependența de structura schemei, rețelele electrice locale pot fi:

- de configurație arborescentă;
- de configurație arborescentă cu rezervare;
- buclate rezervate (inelare, linie cu alimentare de la 2 capete).

Alegerea schemei concrete din rândul cele menționate, la proiectarea rețelei se va ține cont de componența consumatorilor din considerentele cerințelor asigurării cu energie electrică și amplasarea reciprocă a surselor de alimentare și nodurile de consum a energiei electrice.

Pentru alimentarea consumatorilor de categoria I se utilizează diverse scheme cu rezervare cu anclanșarea automată rapidă (AAR). Posibilitatea alimentării consumatorilor de categoria II printr-o linie fără rezervare simplu circuit cu tensiunea 6 kV și mai mult trebuie să fie argumentată prin intermediul comparării tehnico-economice cu o variantă cu rezervă de alimentare cu energie electrică. Compararea cheltuielilor maxime pentru schema cu rezervă ținând cont de dauna nelivrării energiei electrice către consumator în regimuri postavarie pentru schemă fără rezervă în fiecare soluție concurentă permite alegerea rațională de alimentare a consumatorilor de categoria II. Alimentarea consumatorilor de categoria III poate fi realizată cu o linie fără rezervă simplu circuit.

Conform indicațiilor NAIE consumatorii de categoria I și II trebuie să fie asigurați cu energie electrică de către cel puțin două surse de alimentare (SA) independente. Dacă alimentarea consumatorilor este efectuată de la barele instalației de distribuție (ID) a centralelor

electrice sau de la stații electrice ale sistemului energetic, atunci în calitate de surse independentă pot fi considerate barele colectoare a ID, dacă sunt respectate următoarele cerințe:

- fiecare secție a barelor ID trebuie să fie alimentată de la diferite generatoare (nu mai puțin de două) sau transformatoare;
- secțiile barelor ID nu trebuie să fie cuplate electric între ele, sau pot avea o conexiune care, în momentul apariției unor probleme pe oricare dintre secțiile cuplate, trebuie automat să fie deconectată.

La soluționarea întrebărilor care țin de alimentarea cu rezervă a consumatorilor de diferite categorii, care sunt situați în aceeași regiune, iar în rețeaua electrică ei sunt prezentați ca un singur nod, apare problema realizării alimentării separate a acestor consumatori. De aceea la alegerea structurii rețelei, care alimentează unul sau mai multe noduri a rețelei, trebuie de executat construcția rețelei începând cu cea mai înaltă categorie din considerentele cerințelor asigurării consumatorilor cu energie electrică. De exemplu: dacă unul sau mai multe noduri a regiunii au consumatori de categoria I, II și III, atunci se alege schemă cu rezervă cu alimentare bilaterală independentă. Această schemă în regim postavarie trebuie să asigure AAR pentru consumatorii de categoria I și II și să admită deconectarea consumatorilor de categoria III și parțial – de categoria II, dacă e necesar din condiția capacității de transport a elementelor rețelei. În cazul când într-un nod al rețelei sunt consumatori de categoria II și III, atunci alegerea schemei se efectuează pe baza calculelor tehnico-economice a două variante posibile: schemă cu rezervă cu limitarea puterii pentru consumatorii de categoria III în regim postavarie și schemă fără rezervă a rețelei electrice.

În rețele electrice la stațiile cu tensiune 35 kV și mai mult, de regulă, se montează două transformatoare (autotransformatoare), care asigură cerințele alimentării cu energie electrică a consumatorilor de categoria I, II și III (cazul cel mai frecvent). Domeniul utilizării stațiilor cu un singur transformator destinate pentru alimentarea consumatorilor de categoria II și III este reglementată de NAIE.

Pentru rezervarea și eliminarea din rețea a elementelor defectate în urma regimurilor postavarie, cât și pentru reparația echipamentelor

fără întreruperea aprovizionării cu energie electrică, atunci la alegerea structurii rețelei e necesar de prevăzut instalația aparatelor de comutație corespunzătoare pentru comutații și deconectări operative (automat sau de către personalul de deservire).

În așa mod, siguranța în funcționare a rețelei electrice se asigură prin echiparea unui număr anumit de linii a rețelei electrice și montarea unui număr anumit de transformatoare și aparate de comutație la stațiile, alese pe baza analizei componenței consumatorilor după natura efectului condiționat de întreruperea alimentării cu energie electrică cât în puncte concrete ale rețelei, atât și în toată regiunea.

Schemele cu cele mai raționale structuri a rețelei care au fost acceptate în procesul de proiectare vor fi considerate când se va efectua alegerea variantelor posibile de configurare a rețelei.

2.2. Alegerea configurației rețelei electrice

Configurația rețelei electrice reprezintă o schemă concretă de conexiuni a liniilor electrice, care depinde de amplasarea consumatorilor și surselor în planul regiunii, precum și consumul energiei electrice în nodurile rețelei. Numărul variantelor posibile de configurare a rețelei electrice în mare măsură depinde de numărul surselor de alimentare și numărul nodurilor de consum a energiei electrice din regiune. La alcătuirea și analiza variantelor de configurare a rețelei electrice trebuie de ținut cont de principiile de bază pentru realizarea rațională a schemei de conexiune a liniilor rețelei electrice. Pentru a examina aceste principii se utilizează câteva explicații care sunt prezentate mai jos.

Alimentarea consumatorilor de la centrala electrică sau de la stație a sistemului electroenergetic poate fi realizată:

- printr-un nod comun pentru toată regiunea (SDN);
- prin două sau mai multe noduri a regiunii (SDN-1, SDN-2,...);
- cu o schemă de racord adânc pe teritoriul regiunii magistralei directe (una sau mai multe) fără echiparea rețelelor suplimentate, a nodurilor cu conectare directă la rețea a stațiilor de coborâre nodurilor de consum a regiunii (SRA sau SPC).

Stație de distribuție nodală (SDN) cu tensiunea 110-220 kV și mai mult se numește stația regiunii, care este alimentată de la o SA și care distribuie energia electrică fără transformare, cu o transformare parțială sau cu o transformare totală spre stații coborâtoare a nodurilor de consum locale (SPC sau SRA).

Stație principală de coborâre (SPC) cu tensiunea 35-220 kV se numește stația nodului (nodurilor) de consum a regiunii, care sunt alimentați de la SA sau SDN și care distribuie energia electrică la un nivel de tensiune mai mic (6-10 kV) pe teritoriul nodului.

Stație cu racord adânc (SRA) se numește stația cu tensiunea 35-220 kV a nodului de consum a regiunii, realizată după scheme de comutație simplificate la tensiunea primară, care este alimentată de la SA sau SDN și este destinată pentru alimentarea consumatorilor nodului respectiv la un nivel mai mic de tensiune 6-10kV.

Linie de alimentare (LEA) se va numi linia de transport a energiei electrice SA-SDN sau SA-SPC (SRA) fără distribuirea energiei electrice de-a lungul lungimii ei. Totalitatea liniilor de alimentare constituie rețeaua de alimentare (RA).

Linie de distribuție (LD) este considerată linia care alimentează un șir de stații a regiunii (SDN - SPC1 - SPC2..., SDN - SRA1 - SRA2... sau SPC1 - SPC2..., SRA1-SRA2...). Totalitatea liniilor de distribuție constituie rețeaua de distribuție (RD).

La alegerea configurației rețelei se poate considera, că amplasarea indicată a nodurilor de consum de putere în planul regiunii corespunde centrelor convenționale a sarcinilor electrice a consumatorilor, adică amplasarea stațiilor de coborâre, care distribuie energie la tensiunea 6-10 kV pe teritoriul nodurilor (SPC, SRA). Alegerea locului amplasării comune pentru întreaga regiune a nodului de primire a energiei electrice de la SA este realizată în corespundere cu centrele convenționale ale sarcinilor electrice (CSE) a întregii regiuni, care reprezintă centrul simbolic de consum a energiei electrice a regiunii.

În proiectul de curs CSE a regiunii este calculată aproximativ pe baza algoritmului de determinare a centrului de greutate pentru figuri netede de formă complexă. Teritoriul regiunii este reprezentat printr-o suprafață cu noduri de consum de putere, care au drept „forță de

greutate” – sarcina electrică. Astfel coordonatele centrului sistemului de forțe paralele – CSE pot fi determinate după relația:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2.1)$$

Sau

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (2.2)$$

unde P_i – puterea activă a nodului i ;

S_i – modului puterii totale a nodului i ;

x_i, y_i – coordonatele nodului i ;

n – numărul nodurilor de consum de putere în rețeaua proiectată.

Pentru determinarea coordonatelor CSE conform relațiilor (2.1) și (2.2) pe planul regiunii este necesar de a trasa arbitrar axele de coordonate (O_x, O_y) și de determinat coordonatele centrelor sarcinilor nodurilor auxiliare de rețea (ținând cont de scară), apoi de determinat coordonatele x_0 și y_0 conform datelor disponibile.

$$\begin{aligned} x_i, km & - x_1, x_2, x_3, \dots, x_n; \\ y_i, km & - y_1, y_2, y_3, \dots, y_n; \\ P_i, MW & - P_1, P_2, P_3, \dots, P_n; \\ \text{sau } S_i, MVA & - S_1, S_2, S_3, \dots, S_n. \end{aligned}$$

Principiile de bază pentru realizarea rațională a schemei de conexiune a liniilor rețelei electrice constau în următoarele:

1. Alegerea locului de amplasare a stațiilor de distribuție nodale și de coborâre (SDN, SPC, SRA) trebuie realizată ținând cont de CSE și o oarecare deplasare în direcția SA, ceea ce asigură apropierea maximală a tensiunii înalte către centrul de consum a energiei electrice a regiunii și, în consecință, reducerea esențială a lungimii RD (l_{RD}), de regulă, tensiunii mai mici, reducerea investiției (I_{RD}), consumului de metale (G) și pierderi de putere și energie electrică ($\Delta P, \Delta W$).

2. Alimentarea consumatorilor locali trebuie de realizat prin cele mai scurte conexiuni (linii) cu utilizarea, după posibilități, a unei linii simplu circuit pentru transportul energiei electrice către nodurile rețelei electrice, amplasate în aceeași direcție în raport cu SA, ceea ce asigură reducerea investițiilor specifice, pentru rețelele de alimentare și distribuție, precum și ameliorează indicatorii naturali a rețelei ($G, \Delta P$ și ΔW).

3. Transmiterea energiei electrice către consumatori trebuie realizată în direcția fluxului de putere total de la SA la consumatorii regiunii, însă trebuie de evitat întoarcerea fluxurilor de putere chiar pe porțiuni separate a RD, deoarece acesta duce la creșterea investițiilor și majorarea indicatorilor ca $G, \Delta P$ și ΔW pentru schemele decompozabile și nedecompozabile a rețelei.

4. Pentru evitarea creșterii nefondate a investițiilor nu se recomandă utilizarea schemei decompozabile pentru alimentarea consumatorilor de categoriile I – III în calitate de nod de rețea intermediar a porțiunii de rețea, care alimentează consumatorii de categoria II și III, pentru care conform datelor obținute în urma efectuării calculului tehnico-economic este admisibilă utilizarea schemei nerezervate. Acest principiu, în egală măsură, se referă pentru schemele decompozabile și nedecompozabile.

5. Utilizarea schemelor buclate și complex buclate pentru alimentarea câtorva noduri de consum este rațional din punct de vedere economic, dacă:

a) lungimea sumară a liniilor rețelei buclate ($l_{\Sigma n}$) este esențial mai mică decât lungimea sumară a schemei de configurație arborescentă cu rezervă ($l_{\Sigma d}$) în calculul circuitului simplu, ceea ce asigură investiții și consum de metale mai mici;

b) la interconexiunea într-un circuit închis a câteva noduri de consum, nu se formează porțiuni întinse de rețea slab încărcare, care practic se utilizează în regimuri postavarii, ceea ce înrăutățesc indicatorii tehnico-economici ai rețelei electrice.

La alcătuirea variantelor de configurație a rețelei electrice regionale pe baza principiilor menționate mai sus și ținând cont de soluțiile propuse pentru construirea rețelei e necesar ca datele inițiale despre sarcină, componența consumatorilor după categoria de

alimentare cu energia electrică, amplasarea nodurilor de consum și SA, să fie prezentate sub formă de tabele.

Din totalitatea variantelor realizate se aleg trei – patru variante a configurației rețelei pentru care e necesar de ținut cont de numărul treptelor de transformare, puterea instalată sumară a transformatoarelor, lungimea sumară a trasei rețelei și lungimea LEA (simplu circuit), schemelor de conexiuni electrice ale stațiilor de coborâre a rețelei electrice.

2.3. Determinarea sarcinilor de calcul și alegerea tensiunii nominale pentru tronsoanele rețelei

La proiectarea rețelei electrice, concomitent cu elaborarea variantelor de configurare a schemei, se soluționează astfel de momente ca alegerea tensiunii nominale a tronsoanelor rețelei, alegerea echipamentului electric primar pentru liniile electrice aeriene și stațiile rețelei electrice.

Soluționarea complexă a problemelor menționate mai sus necesită determinarea sarcinilor de calcul pe porțiuni concrete și în nodurile rețelei pentru variantele de configurare a schemei rețelei electrice acceptate la etapa precedentă.

Ținând cont de complexitatea, la prima etapă de comparare preventivă și selectare a variantelor concurente se admite determinarea aproximativă a sarcinilor de calcul. Sub noțiunea de sarcină de calcul al elementelor rețelei în regim permanent se subînțelege puterea aparentă S în orele de vârf a curbei de sarcină, iar în regimul postavarie – puterea aparentă în orele de vârf a curbei de sarcină luând în considerație limitarea puterii consumatorilor de categoria III.

Determinare aproximativă a sarcinilor de calcul al elementelor rețelei se efectuează pentru următoarele cerințe:

1. susceptanța capacitivă a liniilor aeriene 35-220 kV nu se ia în considerație;

2. distribuirea fluxurilor de putere activă și reactivă în orele de vârf a curbei de sarcină se determină fără a lua în considerație pierderile de putere în elementele rețelei electrice;

3. distribuirea fluxurilor de putere pe porțiunile schemei simple buclate se determină conform condițiilor egalității tensiunilor de-a lungul liniilor porțiunilor de rețea cu cea nominală U_{nom} și egalității secțiunii conductoarelor porțiunilor separate de rețea.

Pentru calculul distribuției fluxurilor de putere de putere în calitate de date inițiale pentru proiectarea de curs se iau sarcinile nodurilor de consum și tensiunea surselor de alimentare. Astfel, ținând cont de aceste momente, calculul decompozabile și simple nedecompozabile se efectuează în direcția surselor de alimentare de la nodurilor de consum pe calea însumării consecutive sarcinilor de calcul în nodurilor rețelei. Printre altele, în scheme simple nedecompozabile (inelare, cu alimentare bilaterală) sarcinile nodurilor de consum se aduc la nodurile schemei nedecompozabile și se determină fluxul de putere pe porțiunea frontală corespunzător lungimii porțiunilor rețelei și, pornind din bilanțul puterilor, fluxul de putere pe alte porțiuni a schemei nedecompozabile.

Vom examina în plan general consecutivitatea determinării sarcinilor de calcul pentru unele porțiuni a rețelei și pentru nodurile sale pe baza exemplului de schemă a conexiunilor liniilor electrice aeriene prezentat în fig.2.1.

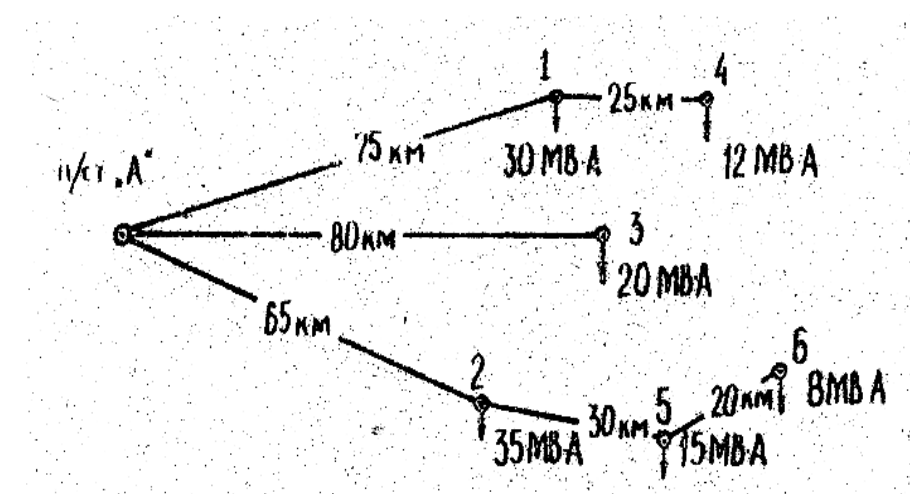


Fig.2.1. Planul amplasării SA și a nodurilor de consum a puterii.

În acest exemplu cei mai îndepărtați consumatori de la SA (nod. 3, 4, 5, 6) sunt alimentați prin scheme radiale magistrale (decompozabile), iar porțiunile frontale de rețea sunt conectate într-o schemă inelară (st. „A” – n.1 – n.2 – st. „A”). Distribuția prealabilă a fluxurilor de putere pentru regimul sarcinilor maxime a rețelei analizate e prezentată în fig.2.2.

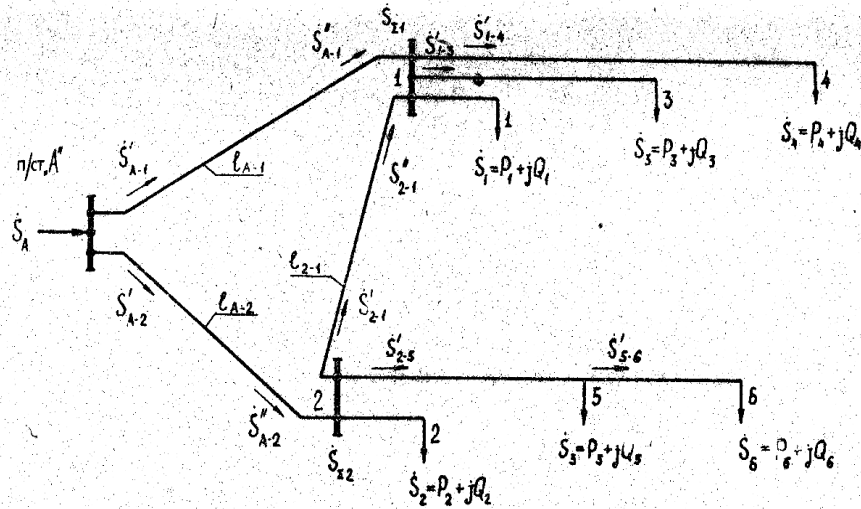


Fig.2.2. Determinarea sarcinilor de calcul a tronșoanelor și a nodurilor rețelei de distribuție.

În calitate de date inițiale sunt propuse sarcinile maxime a nodurilor de consum reprezentate prin componenta activă și reactivă:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1; & \dot{S}_2 &= P_2 + jQ_2; & \dot{S}_3 &= P_3 + jQ_3; \\ \dot{S}_4 &= P_4 + jQ_4; & \dot{S}_5 &= P_5 + jQ_5; & \dot{S}_6 &= P_6 + jQ_6. \end{aligned}$$

În conformitate cu ipotezele acceptate sarcinile de calcul la începutul și la sfârșitul porțiunii de rețea sunt egale, iar sarcina de calcul a rețelei, la care sunt conectați câțiva consumatori, se determină în urma sumării sarcinilor acestora. Atunci pentru schema examinată fluxurile de putere pot fi determinate conform relațiilor:

$$\dot{S}'_{1-3} \approx \dot{S}_3 \approx P_3 + jQ_3; \quad \dot{S}'_{1-4} \approx \dot{S}_4 \approx P_4 + jQ_4; \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{5-6} &\approx \dot{S}_6 \approx P_6 + jQ_6; & \dot{S}'_{2-5} &\approx \dot{S}'_{5-6} + \dot{S}_5 \approx (P_5 + P_6) + j(Q_5 + Q_6); \\ \dot{S}'_{\Sigma 1} &\approx \dot{S}_4 + \dot{S}'_{1-3} + \dot{S}'_{1-4} \approx (P_1 + P_3 + P_4) + j(Q_1 + Q_3 + Q_4); \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{\Sigma 2} &\approx \dot{S}_2 + \dot{S}'_{2-5} \approx (P_2 + P_5 + P_6) + j(Q_2 + Q_5 + Q_6); \\ \dot{S}'_{A-1} &\approx \dot{S}'_{A-1} \approx \frac{\dot{S}'_{\Sigma 1}(l_{A-2} + l_{2-1}) + \dot{S}'_{\Sigma 2}l_{A-1}}{l_{A-2} + l_{2-1} + l_{A-1}} \approx \frac{(P_{\Sigma 1} + jQ_{\Sigma 1})(l_{A-2} + l_{2-1}) + (P_{\Sigma 2} + jQ_{\Sigma 2})l_{A-1}}{l_{A-2} + l_{2-1} + l_{A-1}}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}'_{A-2} \approx \dot{S}'_{A-2} \approx \sum_{i=1}^n \dot{S}_i - \dot{S}'_{A-1} \approx \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 - \dot{S}'_{A-1}; \quad (2.5)$$

$$\dot{S}'_{2-1} \approx \dot{S}'_{2-1} \approx \dot{S}'_{A-2} - \dot{S}'_{\Sigma 2}.$$

În mod analogic pot fi determinate aproximativ și sarcinile de calcul a porțiunilor LEA și a nodurilor rețelei de distribuție de orice configurație, constituită din scheme decompozabile și simplu decompozabile.

Pe baza aprecierii preventive a sarcinilor electrice se efectuează alegerea tensiunii nominale a porțiunilor de rețea, sistemii de tensiuni a rețelei în ansamblu și numărul treptelor de transformare a energiei electrice. Tensiunea nominală (U_{nom}) a liniilor rețelei electrice se determină ținând cont de puterea activă transmisibilă (P , MW) și lungimea liniei (l , km).

Puterea limită a liniei electrice depinde de valoarea U_{nom} (aproape e proporțională cu U_{nom}^2), iar costul liniilor și stațiilor, construite la finele liniei, se majorează aproape liniar odată cu majorarea valorii U_{nom} . Cheltuielile specifice pentru linia cu lungimea indicată se micșorează odată cu creșterea puterii transmise și a tensiunii nominale. Valorile pierderilor de putere și a căderilor de tensiune în linia cu lungimea indicată și a puterii transmise prin ea de asemenea depind de U_{nom} . Astfel, tensiunea nominală influențează considerabil asupra caracteristicilor tehnice a regimurilor rețelei și asupra indicatorilor economici a ei.

Experiența de proiectare a rețelelor electrice permite recomandarea, pentru aprecierea preventivă a tensiunii nominale a porțiunilor de rețea, utilizării datelor despre puterile maxime transmise pe un circuit a liniei și distanțelor limită de transmitere a energiei electrice, prezentate în tabelul 2.1.

Tabelul 2.1

Datele despre capacitate de transmitere a LEA 35-220 kV

Tensiunea nominală a rețelei, kV	Puterea maximă transmisibilă pe un circuit, MW	Distanța limită de transport, km
35	5 – 10	25 – 50
110	15 – 65	30 – 150
330	100 – 200	150 – 250

Domeniul economic oportun de aplicare a diferitor tensiuni nominale a rețelei e prezentat în fig.2.3.

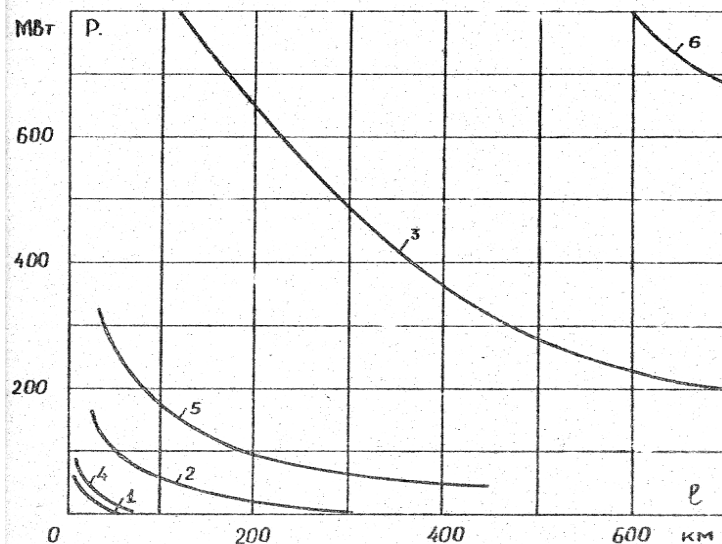


Fig.2.3. Domeniul de aplicare a rețelelor electrice de diverse tensiuni.
 (1 – 110 și 35 kV; 2 – 220 și 110 kV; 3 – 500 și 220 kV;)
 (4 – 150 și 35 kV; 5 – 330 și 150 kV; 6 – 750 și 330 kV;)

La proiectarea rețelelor electrice regionale, care fac parte dintr-un sistem energetic, alegerea sistemului de tensiuni conform valorilor U_{nom} pentru porțiuni de rețea trebuie de realizat ținând cont de sistemul de tensiuni care e acceptat în sistemul energetic dat.

În rezultatul aprecierii tensiunilor regionale pentru unele porțiuni separate și a sistemului de tensiuni pentru rețeaua în ansamblu, pentru fiecare variantă a schemei conexiunilor electrice a rețelei se determină numărul treptelor de transformare a energiei electrice la transportul ei de la barele ID 110-330 kV a SA către ID 6-10 kV a consumatorilor. Datele obținute permit concretizarea variantelor examinate de configurare a rețelei, permit de a analiza indicatorii de bază a variantelor și de a evidenția trei – patru variante concurente pentru următoarele etape de proiectare a rețelei.

2.4. Alegerea transformatoarelor și schemelor electrice de conexiune a stațiilor de coborâre a rețelei electrice locale

În proiectarea rețelei electrice se determină destinația și locul de amplasare a stațiilor de coborâre, se alege numărul, puterea și tipul transformatoarelor, schema conexiunilor electrice a stației.

După destinație stația de coborâre poate fi: a consumatorului și a sistemului. Stația de coborâre a consumatorului (SRA, SPC) se echipează, de regulă, pentru alimentarea grupurilor separate (nodurilor) de consumatori industriali, orașenești sau rurali. Stația de coborâre a sistemului (SDN) asigură conexiuni la tensiunea de bază a rețelei sau asigură furnizarea fluxurilor importante ale putere în rețeaua de medie tensiune (MT).

Din punct de vedere a locului de amplasare a stațiilor în rețea și modului de conexiune a lor în rețeaua de tensiune înaltă (ÎT), stațiile se realizează de tip bloc (directe sau tranzitive). Numărul liniilor, care se conectează la direct la bornele (sau lateral) stației de ÎT, determină schema ei de conexiuni electrice, și corespunzător, realizarea constructivă și costul stației. Schema de comutare a stației depinde de configurația rețelei, iar tendința de simplificare a schemei rețelei electrice regionale, concomitent cu alegerea configurației rețelei, se soluționează alegerea schemelor de comutații a stațiilor în urma corelației lor.

Schemele principale a conexiunilor electrice a stațiilor 35-220 kV trebuie să corespundă cerințelor de bază, și anume:

1. schema trebuie să asigure alimentarea cu energie electrică a consumatorilor în corespundere cu categoria lor în regim normal, postavarie și de reparație (ținând cont de posibilitatea utilizării SA de rezervă independentă);

2. schema trebuie să asigure securitatea tranzitării puterii prin stație în regim normal, postavarie și de reparație în corespundere cu valoarea lui pentru porțiunea dată de rețea;

3. schema trebuie să fie cât mai simplă, transparentă, flexibilă și economică în exploatare și cu ajutorul mijloacelor automatizate de realizat restabilirea alimentării consumatorilor în situații de postavarii fără implicarea personalului.

Practica de consolidare și exploatare a stațiilor de coborâre de sistem a arătat o rațiune tehnică și economică la utilizarea stațiilor cu schema simplă (fără întreruptoare sau cu limitarea numărului de întreruptoare pe partea ÎT).

Alegerea schemei principale a conexiunilor electrice a stațiilor (SRA, SDN, SPC) se argumentează de cerințele de siguranță a alimentării consumatorilor nodurilor individuale și a rețelelor în ansamblu, de economicitatea și flexibilitatea în exploatare în dependență de schema rețelei regionale acceptate.

Întrebările cu reglarea tensiunii nu se soluționează la alegerea schemei rețelei pe baza calculului tehnico-economic, însă în proiect conform sarcinii se prevede cercetarea problemei de reglare a tensiunii pentru schema aleasă spre realizare. Iată de ce la alegerea transformatoarelor stațiilor de coborâre, la montare trebuie de utilizat transformatoare cu reglare incorporată a tensiunii sub sarcina (RTS) sau cu comutator fără excitator (CFE). Treptele de modificare a tensiunii pentru transformatoarele cu RTS sau CFE de tensiune 35-220 kV se acceptă conform STAS-ului. Montarea transformatoarelor de reglare separate se admite doar în cazul lipsei transformatoarelor cu RTS și trebuie să fie confirmată de calcule tehnico-economice.

La alegerea transformatoarelor trebuie de prevăzut montarea transformatoarelor și autotransformatoarelor trifazate (cele din urmă se recomandă la montarea în rețele cu tensiuni nominale apropiate după mărime, ca de exemplu 150-110 kV, 220-110 kV, 330-220 kV, 330-150 kV, 330-110 kV).

Numărul transformatoarelor la stațiile 35 kV și mai mult se determină în funcție de categoria consumatorilor după nivelul cerut de siguranță. De regulă, în rețelele 35-220 kV se utilizează cu două transformatoare. La determinarea tensiunii nominale a transformatoarelor este necesar în măsură maximală să se țină cont de supraîncărcări admisibile sistematice și de avarie a transformatoarelor în scopul mișcării puterii sumare a transformatoarelor instalate în rețelele electrice.

La stații cu un singur transformator puterea nominală a transformatorului S_{nom} se alege pornind de la sarcina maximală de calcul S a consumatorilor 6-10 kV.

$$S_{nom} \geq S, \quad (2.6)$$

Însă trebuie să se țină de încărcat maxim transformatorul (max 100%). La stațiile cu două transformatoare puterea nominală a transformatoarelor se alege din două condiții:

1. în regim normal să asigure alimentarea sarcinii consumatorilor, conectați la transformatoare din partea JT;

$$S_{nom} \geq \frac{S}{2}, \quad (2.7)$$

2. la defectarea unuia dintre transformatoarele stației, transformatorul rămas în funcție trebuie să asigure alimentarea consumatorilor de categoria I și II a stației ($S_{1,2}$) ținând cont de supraîncărcarea admisibilă de 40% deasupra puterii nominale.

$$S_{nom} \geq \frac{S_{1,2}}{1,4}, \quad (2.8)$$

Conform NAIE pentru transformatorul, cu coeficientul sarcinii k_I nu mai mare de 0,93, în regim postavarie, se admite, în decurs nu mai mult de 5 zile, o supraîncărcare de 40% peste curentul nominal în timpul maximului sarcinii totale cu o durată de 6 ore pe zi.

În rezultatul alegerii numărului și puterii transformatoarelor, precum și schemelor conexiunilor electrice a stațiilor se confirmă variantele schemelor examinate și pentru fiecare din ei se apreciază astfel de indicatori, ca puterea sumară instalată a transformatoarelor în rețea, numărul aparatelor de comutație după tip. Acești indicatori se utilizează în compararea tehnico-economică a variantelor schemei electrice regionale.

2.5. Dimensionarea liniilor electrice

La proiectarea și construcția LEA se utilizează piloni unificați și fundamente. Pornind de la construcția pilonilor utilizați, LEA cu tensiunea 35-220 kV pot fi montate pe stâlpi simpli și dublu circuit, iar stâlpii LEA cu circuit dublu cu tensiunea 330-500 kV se utilizează doar, la porțiuni dificile, întrări în centrale și stații. La soluționarea problemei numărului de circuite a LEA din punct de vedere a asigurării fiabile cu energie electrică pot fi analizate următoarele variante:

1. construcția unei LEA cu circuit dublu sau a două linii cu circuit simplu;

2. construcția unei LEA cu circuit dublu sau a unei linii circuit simplu cu conductor de o secțiune majorată de două ori.

În primul caz LEA cu circuit dublu are prioritatea după investiții și după teritoriu de pământ ocupat, iar două LEA cu circuit simplu pot fi amplasate pe trasee pe diferite cu scopul electrificării unui teritoriu mai vast. Experiența de exploatare demonstrează o fiabilitate destul de înaltă pentru linii cu circuit dublu, aproape după fiabilitate a două linii cu circuit simplu, trecătoare pe trasee paralele.

În cel de-al doilea caz LEA cu circuit simplu necesită investiții mai mici, iar LEA cu circuit dublu are o fiabilitate înaltă precum și o mare capacitate de transport și pierderi mai mici de putere LEA de lungime mare. La prima etapă de dezvoltare a rețelei, dacă e posibil după condițiile de securitate, atunci prioritatea poate fi acordată LEA cu circuit simplu.

La trecerea traseului pe teritoriu aglomerat (construcții industriale sau orașenești, întrări în centrale și stații) LEA cu tensiunea 35-220 kV trebuie să fie montate pe stâlpi cu circuite cu circuit dublu (în locul a două LEA cu circuit simplu).

Amplasarea conductoarelor pe vârfurile triunghiului se utilizează la LEA până la 20-30 kV și la LEA cu circuit simplu 110 kV cu piloni de beton armat și metalici. Dispunerea orizontală a conductoarelor se utilizează pe larg la LEA 35-110 kV pe stâlpi de lemn și la LEA cu tensiune mai mare cu stâlpi de beton armat și metalici. Dispunerea conductoarelor după tipul „brad întors” se utilizează pe stâlpi cu circuit

dublu. În regiune cu o grosime a chiciurii (mai mult de 15 mm) se utilizează dispunerea orizontală a LEA, care se impune și pentru regiunile cu galopare intensivă a conductoarelor.

Alegerea materialului pilonilor se realizează ținând cont de condiții de construcție a LEA. Conform cerințelor la alegerea materialului trebuie să se țină cont de următoarele recomandări:

1. pilonii din beton armat trebuie utilizați în acele cazuri, în care utilizarea stâlpilor metalici sau de lemn nu este argumentată economic, precum și în regiunile cu umiditatea aerului ridicată pentru temperaturi anuale de +5°C și mai mult;

2. este de preferință utilizarea stâlpilor metalici la construcția LEA în munți sau alte localități greu accesibile pentru transport, precum și LEA 35 kV și mai mult pentru o distanță mai mare de 100 km de la uzinele JBK pe cale ferată, de unde transportul elementelor stâlpilor se realizează cu mijloace locale;

3. piloni de lemn este rațional de utilizat pentru LEA traseul cărora trece prin regiunile sau cu o prelucrare importantă a lemnului pentru alte cerințe, precum și în regiunile cu umiditatea aerului redusă și temperatura anuală de +5°C și mai mult.

Argumentarea tehnico-economică a schemei raționale a rețelei electrice regionale 35-220 kV necesită alegerea secțiunii conductoarelor LEA pe porțiuni de rețea, care au câteva variante de configurare. Alegerea secțiunii conductorului, economic rațională, se realizează conform valorilor normate a densității economice de curent, apoi secțiunea aleasă se verifică după curentul maximal admisibil în regimul normal și cel mai dificil regim postavarie, precum și după efectul Corona. Verificarea după pierderile și abaterile de tensiune pentru LEA 35 kV și mai mult nu se efectuează, deoarece ridicarea nivelului de tensiune se obține, după necesitate, prin utilizarea transformatorului cu RTS, ceea ce-i mai economic, decât majorarea secțiunii conductoarelor. Secțiunea conductoarelor LEA nu se verifică după stabilitate la curenți de scurtcircuit.

Valoarea sumară a secțiunii conductoarelor LEA pentru un circuit se determină după relația:

$$F_{e,n} = I_{norm} \cdot j_{ec}, \quad (2.9)$$

unde I_{norm} – curentul de calcul (A) a unui circuit a LEA în regimul normal cu sarcini maxime în nodurile consumatorilor;

j_{ec} – valoarea normală a densității economice de curent (A/mm^2), care se alege din tabele în funcție de regiunea de construcție a rețelei și durata utilizării sarcinii maxime (T_{max}, h).

În caz general durata utilizării sarcinii maxime a liniei, care alimentează n consumatori, poate fi calculată după expresia:

$$T_{max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_{maxi}}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (2.10)$$

unde P_i – puterea activă maximală a consumatorului i ;

T_{maxi} – durata utilizării sarcinii maxime de către consumatorul i .

Pentru linia, care alimentează un singur nod de consum, durata utilizării sarcinii maxime a LEA se acceptă egală cu numărul de ore utilizate de sarcina maximală a consumatorului în corespundere cu curba de sarcină a lui.

În funcție de valoarea nestandardă a secțiunii conductorului, determinată din condiția densității economice de curent (2.9), se alege valoarea standardă apropiată a secțiunii F_{ec} , care va fi montată pe LEA. Această secțiune trebuie să fie verificată conform curentului maximal admisibil:

$$\begin{aligned} I_{norm} &\leq I_{adm}; \\ I_{postav.} &\leq I_{adm}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

unde I_{norm} – curentul de calcul a liniei în regim normal cu sarcini maxime, A ;

I_{postav} – curentul de calcul a liniei în regim postavarie cu sarcini maxime, A (se acceptă pentru cazul celei mai grave avarii pentru linia dată ținând cont de posibilitatea deconectării consumatorilor de categoria III);

I_{adm} – curentul admisibil de calcul, A , pe linia cu secțiunea F_{ec} , culeasă din tabele, iar, în caz de necesitate, să se țină cont de coeficienți de corecție pentru mediul înconjurător, conform NAIE.

Verificarea secțiunii, aleasă în urma criteriului densității economice de curent F_{ec} , ce satisface condițiile (2.11), după criteriul efectului Corona constă în aceea că această secțiune nu trebuie să fie mai mică decât valoarea minimală admisibilă, acceptată pentru LEA, în dependență de tensiunea nominală, prezentată în tabelul 2.3.

Tabelul 2.3

U_{nom}, kV	110	150	220
F_{min}, mm^2	70	120	240

Pentru LEA 35 kV, conform NAIE, secțiunea minimală după criteriul efectului Corona se determină prin calcule și se compară cu F_{ec} .

În final trebuie de menționat, că alegerea secțiunii conductoarelor pentru porțiunile rețelei pentru trei – patru variante de configurare a rețelei electrice, este destul de complicat. Algoritmii de efectuare a calculului mecanic a liniei este prezentat în capitolul 5.

2.6. Alegerea schemei electrice pe bază comparării tehnico-economice a câteva variante concurente de realizare

Pentru a determina soluția optimă de alimentare a consumatorilor este necesar de efectuat o comparare a unei serii de variante de alimentare a consumatorilor. Pentru a efectua această comparare se pot utiliza următoarele criterii:

- criteriul cheltuielilor totale actualizate $CTA = min$;
- criteriul venitului net actualizat $VNA = max$;
- criteriul rata internă de rentabilitate $RIT = max$;
- criteriul duratei de recuperare a investițiilor capitale $DR = min$.

În calculul economic financiar un moment extrem de important este factorul timp. În majoritatea cazurilor acest lucru este realizat prin actualizarea tuturor cheltuielilor și veniturilor indiferente de natura lor. În energetică, în majoritatea cazurilor, pentru a determina soluția optimă se utilizează metoda CTA.

Criteriul cheltuielilor totale actualizate CTA

Expresia matematică a acestui criteriu este redată de relația:

$$CTA = \sum_{t=t_i}^{t_f} (I_t + C_t - \Lambda_t) \cdot a^{\theta-t} - \Lambda_T \cdot a^{\theta-T}, \quad (2.12)$$

unde t_b , t_f – momentele de începere și de terminare a activității;

I_t – cheltuielile de investiție a anului curent;

C_t – cheltuielile de exploatare în anul curent, t ;

Λ_t – valoarea remanentă a investițiilor în anul t ;

Λ_T – valoarea reziduală a obiectului la sfârșitul perioadei de studiu;

T – perioada de studii;

a – factor de actualizare, $a = 1+i$;

i – rata de actualizare, $i = i_b + i_{inf} + i_{risc}$;

i_b – rata dobânzii bancare, cerută în mod curent pentru creditul bancar;

i_{inf} – rata inflației;

i_{risc} – rata riscului;

θ – momentul de actualizare.

În practica de proiectare ca θ poate fi ales:

- momentul luării deciziei de investiție;
- momentul începerii construcției;
- momentul punerii în funcțiune a obiectului;
- momentul scoaterii din funcție a obiectului.

În majoritatea cazurilor ca moment de actualizare se alege momentul punerii în funcție a obiectului: $\theta = 0$, (2.13)

în acest caz relația (2.12) primește următoarea formă:

$$CTA = \sum_{t=T_c-1}^0 I_t \cdot a^{-t} + \sum_{t=0}^T C_t \cdot a^{-t} - \sum_{t=0}^T \Lambda_t \cdot a^{-t} - \Lambda_T \cdot a^{-T}, \quad (2.14)$$

unde T_c – durata de construcție.

sau $CTA = I_a + C_a - \Lambda_a$, (2.15)

unde I_a – suma actualizată a cheltuielilor de investiții pe perioada de construcție;

C_a – suma cheltuielilor actualizate de exploatare eșalonate pe durata perioadei de studiu;

Λ_a – valoarea reziduală a cheltuielilor a obiectului la sfârșitul perioadei de studiu;

$$C_a = \alpha_{i,r} \cdot I_{\Sigma} \cdot \bar{T} + CPW, \quad (2.16)$$

$\alpha_{i,r}$ – cota anuală procentuală din investiții întreținere și reparații a obiectului;

I_{Σ} – valoarea totală a cheltuielilor de construcție;

T – durata actualizată a perioadei de studiu

α_{rem} – cota procentuală din investiții

$$CPW = CPW' + CPW'', \quad (2.17)$$

CPW' – cheltuielile de exploatare condiționate de pierderile de putere și energie care variază în funcție de sarcină;

CPW'' – cheltuielile de exploatare condiționate de pierderile de putere și energie care nu variază în funcție de sarcină;

$$CPW' = I' + C'_{\Delta W}, \quad (2.18)$$

$$CPW'' = I'' + C''_{\Delta W}, \quad (2.19)$$

I' , I'' – investițiile capitale necesare pentru extinderea puterii instalate în CE pentru acoperirea pierderilor de putere (variabile și constante);

$C_{\Delta W}$ – cheltuielile de exploatare necesare pentru acoperirea pierderilor de energie (variabile și constante).

3. DETERMINAREA PARAMETRILOR DE BAZĂ A REGIMULUI NORMAL ȘI POSTAVARIE A REȚELEI ELECTRICE

Sarcina calcului regimului normal și regimului permanent de postavarie a rețelei electrice constă în determinarea parametrilor regimului schemei date (tensiunile în noduri, fluxurile de putere în laturile schemei, etc). Datele inițiale de bază pentru calculul regimului rețelei sunt:

- schema conexiunilor electrice a rețelei;
- legătura reciprocă a elementelor rețelei;
- puterile de calcul a consumatorilor de energie electrice (sarcinile);
- tensiunile în unele noduri ale schemei;
- rezistențele și conductanțele unor elemente ale schemei.

3.1. Schema echivalentă a rețelei pentru calculul regimului permanent

Pentru efectuarea calculului regimului rețelei se alcătuiește schema echivalentă a rețelei, ceea ce înseamnă alegerea schemei echivalente a fiecărui element a rețelei și calculul parametrilor ei, conexiunea schemelor echivalente a elementelor separate în aceeași consecutivitate, ca în schema de calcul, aducerea tuturor parametrilor schemei echivalente a rețelei la un nivel de tensiune și, după posibilitate, simplificarea schemei echivalente a rețelei. La calculul regimurilor permanente simetrice schema echivalentă a rețelei se alcătuiește pentru o singură fază a rețelei trifazate, rețeaua cu neutru fiind comună. Pierderile de putere se reprezintă în schemele echivalente prin rezistențe și conductanțe active și inductive, iar generarea puterii reactive – prin rezistențe și conductanțe capacitive. De asemenea în schemele echivalente a rețelelor se prezintă punctele de transformare, sursele de alimentare și consumator de energie electrică.

Liniile de transport a energiei electrice de o lungime relativ nu prea mare (aeriene – până la 300-400 km) în calculele practice se prezintă prin scheme echivalente în formă de „ π ” (fig.3.1 a, b), parametrii cărora se determina după relațiile:

$$\dot{Z} = R + jX = (r_0 + jx_0) \cdot l, \quad (3.1)$$

$$\dot{Y} = G + jB = (g_0 + jb_0) \cdot l, \quad (3.2)$$

unde R și X – rezistența activă și reactivă a liniei, Ω ;

G și B – conductivitatea activă și reactivă a liniei, S;

r_0 și x_0 – rezistența activă și reactivă specifică a liniei, Ω/km ;

g_0 și b_0 – conductivitatea activă și reactivă specifică a liniei, S/km;

l – lungimea liniei, km.

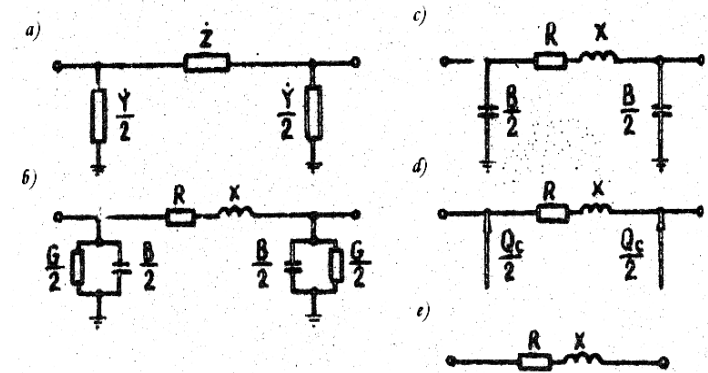


Fig.3.1. Scheme echivalente pentru linii electrice.

Schema echivalentă simplificată pentru LEA 110-220 kV (fig.3.1 c) în majoritatea calculului poate fi prezentată printr-o schemă echivalentă (fig.3.1 d), în care acțiunea conductanței capacitive B este redată de puterea reactivă generată Q_c , de care se ține cont în valorile sarcinilor nodurilor respective a schemei. Mărimea Q_c este considerată constantă și determină după relația:

$$Q_c = q_0 \cdot l, \quad (3.3)$$

unde q_0 – puterea reactivă specifică, Mvar/km, valoarea căreia se alege din tabele sau se determină prin calcule:

$$q_0 = b_0 \cdot U_{nom}^2, \quad (3.4)$$

În majoritatea cazurilor schema echivalentă (fig.3.1 d) mai poate fi simplificată. Astfel, pentru liniile 35 kV și mai jos schema echivalentă este prezentată în fig.3.1 e.

Transformatoarele cu două înfășurări în calculele regimelor rețelei se prezintă prin schema echivalentă de tip „Γ” (fig.3.2 a), parametrii căreia se determină după relațiile (pentru transformatoare cu puterea nominală mai mare ca 1000 kVA):

$$\dot{Z} = R_T + jX_T = \frac{\Delta P_{sc} \cdot U_{nom}^2}{S_{nom}^2} + j \frac{U_{sc} \cdot U_{nom}^2}{100 \cdot S_{nom}}, \quad (3.5)$$

$$\dot{Y} = G_T + jB_T = \frac{\Delta P_{mg}}{U_{nom}^2} + j \frac{I_{mg} \cdot S_{nom}}{100 \cdot U_{nom}^2}, \quad (3.6)$$

unde S_{nom} – puterea nominală a transformatorului, MVA;

U_{nom} – tensiunea nominală a înfășurării de bază a transformatorului, kV;

U_{sc}, I_{mg} – tensiunea de scurtcircuit, % U_{nom} , curentul de mers în gol, % I_{nom} ;

$\Delta P_{sc}, \Delta P_{mg}$ – pierderile de putere activă la scurtcircuit și mers în gol, MW;

R_T, X_T – rezistența activă și reactivă, Ω ;

G_T, B_T – conductanța activă și reactivă, S.

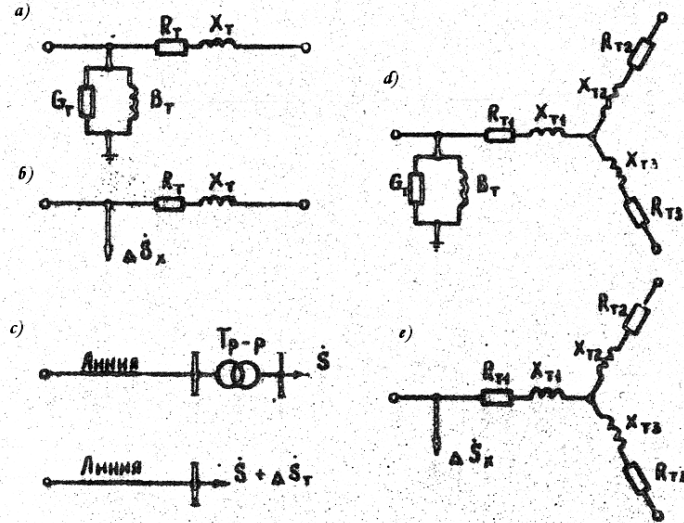


Fig.3.2. Scheme echivalente pentru transformatoare și autotransformatoare.

Transformatoarele cu două înfășurări în calcule pot fi prezentate printr-o schemă echivalentă simplificată (3.2 b) sau pot fi luate în considerare în schema echivalentă a rețelei în componența nodurilor corespunzătoare de sarcină sau a surselor de alimentare în formă de pierderi de putere aparentă în transformator ΔS_T (fig. 3.2 c):

$$\Delta \dot{S}_{mg} = \Delta P_{mg} + j\Delta Q_{mg} = \Delta P_{mg} + j \frac{I_{mg} \cdot S_{nom}}{100}, \quad (3.7)$$

$$\Delta \dot{S}_T = \Delta \dot{S}_{mg} + \Delta \dot{S}_\beta = (\Delta P_{mg} + \beta^2 \cdot \Delta P_{sc}) + j(I_{mg} + \beta^2 \cdot U_{sc}) \frac{S_{nom}}{100}, \quad (3.8)$$

unde ΔS_{mg} – pierderile la mers în gol în transformator, MVA;

ΔS_β – pierderi de sarcină pentru puterea sarcinii S , MVA, și coeficientul de încărcare $\beta = S/S_{nom}$.

Transformatoarele cu trei înfășurări și autotransformatoarele în calcule se prezintă printr-o schemă echivalentă cu trei ramuri, (fig.3.2 d) sau printr-o schemă echivalentă simplificată (fig. 3.2 e). Pierderile de mers în gol ΔS_{mg} se determină după relația (3.7), iar rezistențele ramurilor schemei echivalente $Z_{T1} = R_{T1} + jX_{T1}$, $Z_{T2} = R_{T2} + jX_{T2}$ și $Z_{T3} = R_{T3} + jX_{T3}$ pot fi determinate după relația (3.5), dacă în prealabil au fost determinate pierderile de putere și tensiunile de scurtcircuit ($\Delta P_{sc,i}$, $U_{sc,i}$), exprimate prin formulele:

$$U_{sc1} = 0,5(U_{sc,I-M} + U_{sc,I-J} - U_{sc,M-J});$$

$$U_{sc2} = 0,5(U_{sc,I-M} + U_{sc,M-J} - U_{sc,I-J});$$

$$U_{sc3} = 0,5(U_{sc,I-J} + U_{sc,M-J} - U_{sc,I-M});$$

$$\Delta P_{sc1} = 0,5(\Delta P_{sc,I-M} + \Delta P_{sc,I-J} - \Delta P_{sc,M-J});$$

$$\Delta P_{sc2} = 0,5(\Delta P_{sc,I-M} + \Delta P_{sc,M-J} - \Delta P_{sc,I-J});$$

$$\Delta P_{sc3} = 0,5(\Delta P_{sc,I-J} + \Delta P_{sc,M-J} - \Delta P_{sc,I-M});$$

unde $U_{sc,i-j}$, $\Delta P_{sc,i-j}$ – tensiunea de scurtcircuit și pierderile de scurtcircuit pentru fiecare înfășurare $i-j$.

La calculul regimului rețelei cu câteva trepte de transformare este necesar de transformat parametrii schemei echivalente și parametrii cunoscuți a regimului la o treaptă de transformare de bază, după relația:

$$\overset{\circ}{U}_i = U_i \cdot \pi \cdot k_T; \quad \overset{\circ}{Z}_{ij} = Z_{ij} \cdot (\pi \cdot k_T)^2, \quad (3.11)$$

unde U_i , \underline{U}_i – valoarea reală și cea transformată la treapta de bază a tensiunii nodului i a schemei;

Z_{ij} , \underline{Z}_{ij} – valoarea reală și cea transformată la treapta de bază a rezistenței elementului, cuprins între nodurile i și j a schemei;

πk_T – produsul coeficienților de transformare a transformatoarelor între treapta de bază și treapta de transformare, pe care se află nodul i și elementul ij a rețelei.

3.2. Determinarea parametrilor regimului schemei de configurație arborescentă

La calcul regimului schemei electrice de configurație arborescentă (fig.3.3 a) în calitate de date inițiale în majoritatea cazurilor sunt sarcinile în toate nodurile rețelei, cu excepția nodului de alimentare, și tensiunea în nodul de alimentare. Calculul regimului rețelei se efectuează în două etape. La prima etapă se determină puterile la începutul (S_{ij}') și sfârșitul (S_{ij}'') fiecărei laturi ij a schemei echivalente (fig.3.3 b) pe calea trecerii consecutive de la o porțiune la alta de la sfârșitul rețelei spre începutul ei ținând cont că tensiunea în toate nodurile schemei să fie egale cu tensiunea nominală a rețelei (U_{nom}):

$$\dot{S}_{ij}' = \dot{S}_{ij}'' + \Delta \dot{S}_{ij}, \quad (3.12)$$

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{(P_{ij}'')^2 + (Q_{ij}'')^2}{U_{nom}^2} (R_{ij} + jX_{ij}), \quad (3.13)$$

unde ΔS_{ij} – pierderile de putere în latura ij a schemei, MVA;

R_{ij} și X_{ij} – rezistența activă și reactivă a laturii ij a schemei, Ω .

La etapa a doua a calculului în funcție de distribuția fluxurilor de putere determinate și puterea sursei de alimentare se determină pierderile de tensiune în laturi și tensiunile în nodurile schemei echivalente (fig.3.3 c) la trecerea consecutivă de la un nod la altul în direcția de la nodul de alimentare spre sfârșitul rețelei.

Pierderile de tensiune în latura ij și tensiunea în nodul j a schemei echivalente se determină după expresiile:

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \Delta \dot{U}_{ij}' + \Delta \dot{U}_{ij}'' = \frac{P_{ij}' R_{ij} + Q_{ij}' X_{ij}}{U_i} + j \frac{P_{ij}' X_{ij} - Q_{ij}' R_{ij}}{U_i}, \quad (3.14)$$

$$U_j = \sqrt{(U_i - \Delta U_{ij}')^2 + (\Delta U_{ij}'')^2}, \quad (3.15)$$

$$\text{tg } \delta_{ij} = \frac{\Delta U_{ij}''}{U_i - \Delta U_{ij}'}, \quad (3.16)$$

unde U_i – tensiunea nodului i a schemei, kV;

$\Delta U_{ij}'$ și $\Delta U_{ij}''$ – componentele longitudinale și transversale a căderii de tensiune în latura ij a schemei, kV;

δ_{ij} – unghiul dintre vectorii tensiunii la început (U_i) și sfârșitul (U_j) laturii ij a schemei.

Pentru rețelele 110 kV și mai jos influența componentei transversale a căderii de tensiune ($\Delta U_{ij}''$) se neglijează.

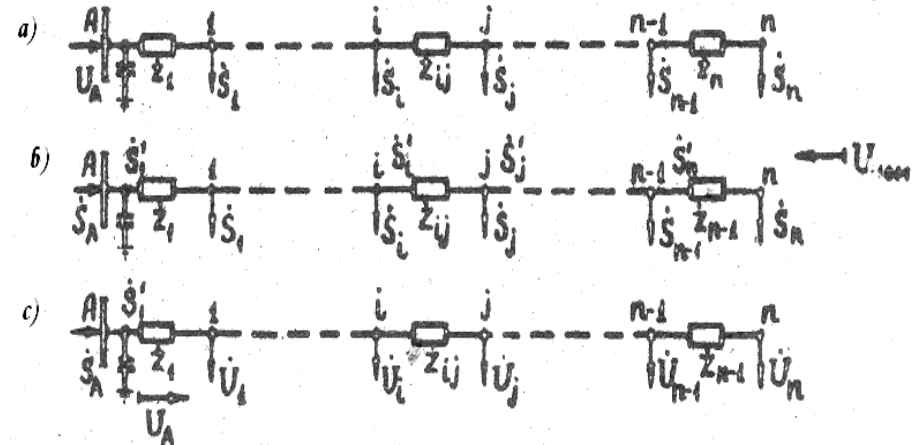


Fig.3.3. Calcul regimului schemei electrice de configurație arborescentă.

3.3. Determinarea parametrilor regimului rețelei electrice simplu buclată

În calitate de rețea electrică simplu buclată poate fi rețeaua inelară, care conține un circuit închis (fig.3.4 a), și o linie magistrală cu alimentare bilaterală (fig.3.4 b). Rețeaua inelară poate fi prezentată printr-o schemă cu o linie cu alimentare bilaterală, cu tensiunea pe capete, egală după modul și fază ($U_A' = U_A'' = U_A$). Calculul regimului acestei scheme trebuie început cu aducerea sarcinilor la nodurile rețelei.

Datele inițiale pentru calculul regimului rețelei sunt puterile sarcinilor și tensiunea în nodul de alimentare. Calculul regimului rețelei se efectuează în două etape. La prima etapă se determină aproximativ distribuția fluxurilor de putere pe porțiunile rețelei din condiția egalității tensiunilor în noduri cu tensiunea nominală a rețelei și absența pierderilor de putere în rețea (direcția fluxurilor de putere pe porțiuni de rețea se alege orientativ, vezi fig.3.4 c).

În caz general, pentru n sarcini în rețea, puterea care circulă prin porțiunile frunțase a rețelei, se determină după relațiile:

$$\dot{S}_{A'a} = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m \cdot \hat{Z}_{mA''}}{\hat{Z}_{A'A''}}; \dot{S}_{A''c} = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m \cdot \hat{Z}_{mA'}}{\hat{Z}_{A'A''}}, \quad (3.17)$$

unde $Z_{mA'}$, $Z_{mA''}$ – rezistența porțiunilor rețelei de la nodul m a schemei, în care este conectată sarcina S_m , până la nodurile de alimentare A și A''.

După determinarea puterii pe una din porțiunile frunțase a rețelei, puterile pe celelalte porțiuni a rețelei se determină din expresia bilanțului de putere în noduri și se determină nodul de separare (fig.3.4d).

La etapa a doua a calcului regimului linia cu alimentare bilaterală se separă în nodul de separare (fig.3.4 e), puterile la sfârșitul porțiunilor, învecinate cu nodul de separare, se acceptă egale cu puterile corespunzătoare, determinate la prima etapă a calculului. Calculul ulterior a regimului rețelei se efectuează în același mod ca și pentru rețelele decompozabile.

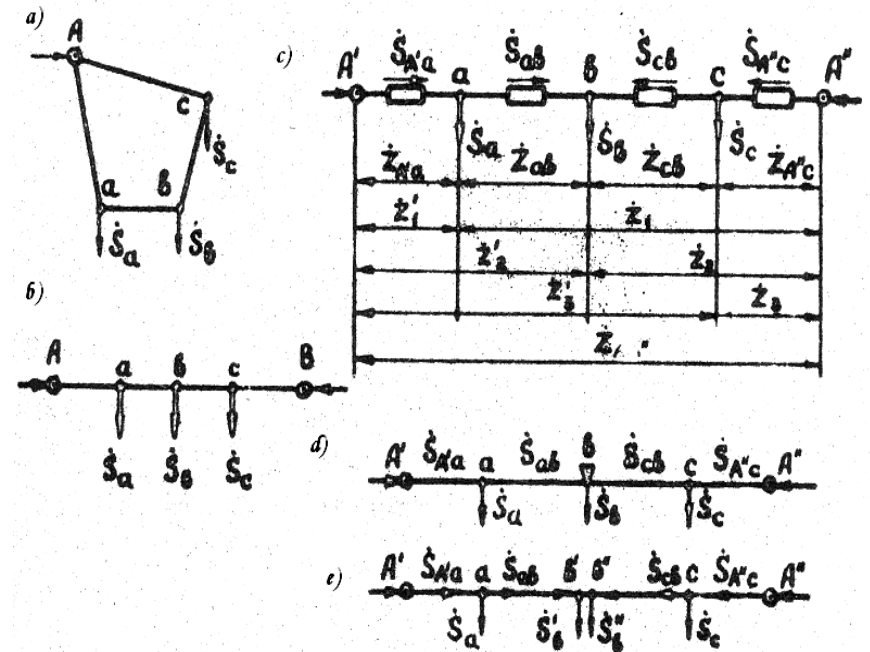


Fig. 3.4. Calcul regimului schemei rețelei electrice simplu buclată.

4. ALEGEREA MIJLOACELOR DE REGLARE A TENSIUNII

Reglarea tensiunii în rețeaua electrică regională se realizează la sursele de alimentare și la stațiile de coborâre primare. Liniile de reglare a tensiunii la SA se indică în date inițiale a proiectului și nu necesită efectuarea unor calcule. În calitate de mijloace de bază de reglare a tensiunii la stațiile de coborâre primare se utilizează transformatoare cu reglarea tensiunii sub sarcină (cu RTS), pentru care în tabele se indică informații despre treptele de reglare.

Sarcina principală în reglarea tensiunii în rețeaua electrică reprezintă asigurarea în orice regim a funcționării sale a limitelor admisibile de tensiune conform STAS a calității energiei electrice la bornele consumatorilor conectați la rețelele de distribuție. Această sarcină este formulată în NAIE: de a asigura pe barele 6-10 kV a stațiilor regionale reglarea frontală a tensiunii, în corespundere cu care în regimul sarcinilor maximale tensiunea pe bare trebuie să fie mai mare decât valoarea nominală cu +5% - +10%, în regimul sarcinilor minimale – cu 0% - +5%, în regim de avarie se acceptă o cădere de durată a tensiunii cu 5%.

Termenul reglarea “frontală” a tensiunii reflectă condiția asigurării nivelului tensiunii în secundar proporțional mărimilor sarcinilor fiecărui regim a rețelei:

- nivel maximal de tensiune corespunde regimului sarcinilor maximale;
- nivel maximal de tensiune corespunde regimului sarcinilor minimale.

Eficacitatea reglării frontale a tensiunii este argumentată prin aceea că pierderile de tensiune în rețele de asemenea sunt proporționale mărimilor sarcinilor. În legătură cu aceasta la reglarea frontală a tensiunii se asigură compensarea optimală a pierderilor de tensiune în rețea și un diapazon destul de îngust de modificare a tensiunii în rețelele de distribuție. Reglarea tensiunii, de regulă, poate realizată doar la montarea în stațiile regionale a transformatoarelor cu RTS.

Alegerea înfășurărilor de reglare a transformatoarelor ținând cont de cerințele NAIE, se realizează pe calea soluționării sistemului de două ecuații:

- pentru regimul sarcinilor maximale:

$$1,05U_{nom} \leq \frac{\overset{\circ}{U}_{max} U_{JJ}}{U_{IJ} \left(1 + \frac{\alpha_{\%} n_{max}}{100}\right)} \leq 1,1U_{nom}, \quad (4.1)$$

- pentru regimul sarcinilor minimale:

$$U_{nom} \leq \frac{\overset{\circ}{U}_{min} U_{JJ}}{U_{IJ} \left(1 + \frac{\alpha_{\%} n_{min}}{100}\right)} \leq 1,05U_{nom}, \quad (4.2)$$

- pentru cel mai dificil regim postavarie:

$$0,95U_{nom} \leq \frac{\overset{\circ}{U}_{postav} U_{JJ}}{U_{IJ} \left(1 + \frac{\alpha_{\%} n_{postav}}{100}\right)} \leq 1,05U_{nom}, \quad (4.3)$$

unde U_{nom} – tensiunea nominală a rețelei la care e conectată înfășurarea secundară a transformatorului stației;

U_{IJ}, U_{JJ} – tensiunea nominală a înfășurării transformatorului respectiv de partea ÎT și JT;

$U_{max}, U_{min}, U_{postav}$ – tensiunea la bornele JT a transformatoarelor aduse la partea ÎT, pentru regimul maximal și respectiv minimal și postavarie a rețelei;

α – pasul de modificare a tensiunii a înfășurării ÎT a transformatoarelor la conectarea la înfășurare de reglare vecină;

$n_{max}, n_{min}, n_{postav}$ – numărul căutat a înfășurării de reglare a transformatoarelor în regimul maximal, minimal și postavarie.

Deoarece în ecuațiile (4.1)-(4.3) necunoscuta este doar numărul înfășurărilor de reglare atunci soluționarea fiecărei ecuații generează un oarecare diapazon de valori a numerelor înfășurărilor, și anume:

- pentru regimul sarcinilor maxime:

$$n_{\max.1} \leq n_{\max} \leq n_{\max.2}, \quad (4.4)$$

- pentru regimul sarcinilor minimal:

$$n_{\min.1} \leq n_{\min} \leq n_{\min.2}, \quad (4.5)$$

- pentru cel mai dificil regim postavarie:

$$n_{\text{postav.1}} \leq n_{\text{postav}} \leq n_{\text{postav.2}}, \quad (4.6)$$

pentru care se asigură nivelele necesare de tensiune în corespundere cu regimul precăutat.

Dacă printre diapazoanele numerelor înfășurărilor conform relațiilor (4.4)-(4.6) există numărul înfășurării de reglare, care asigură simultan toate condițiile, atunci trebuie de ales la stație transformator fără RTS. În caz contrar trebuie de utilizat transformatoare cu RTS și după ecuațiile (4.4)-(4.6) trebuie de verificat dacă diapazonul standard a înfășurărilor de reglare a tipurilor de transformatoare alese a suficient pentru asigurarea reglării frontale a tensiunii.

În continuare din diapazonul de valori (4.4)-(4.6) trebuie de ales poziția înfășurărilor de reglare de determinat tensiunile reale pe partea JT a transformatoarelor pentru price regim analizat a rețelei pentru fiecare stație.

După rezultatele calculului regimurilor și alegerea mijloacelor de reglare a tensiunii în rețea se construiește diagrama tensiunilor pentru toate regimurilor analizate care va reda a imagine completă despre pierderile de tensiune în nodurile rețelei și pe barele 6-10 kV a consumatorilor și după reglarea tensiunii cu utilizarea RTS.

Reglarea tensiunii în rețeaua electrică proiectată se poate de realizat atât pe barele sursei de alimentare cât și la stațiile principale de coborâre.

Numărul prizelor la care trebuie să funcționeze transformatorul se determină conform relației:

$$\alpha_{i,d} = \left(\frac{k_{ti,d}}{k_{ti,nom}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{a\%};$$

unde, $k_{ti,nom}$ – raportul de transformare nominal, $k_{ti,nom} = \frac{U_{nom1}}{U_{nom2}}$;

U_{nom1} , U_{nom2} – tensiunea nominală primară și secundară;

$k_{ti,d}$ – raportul de transformare dorit, $k_{ti,d} = \frac{U_i^I}{U_{c,d}}$;

$$U_i^I = U_i - \Delta U_{ti};$$

U_i – tensiunea impusă nodului „i”;

ΔU_{ti} – pierderile de tensiune în transformator care se determină conform relației:

$$\Delta U_{ti} = \frac{P_{ri} \cdot R_{ti} + Q_{ri} \cdot X_{ti}}{2 \cdot U_i};$$

$U_{c,d}$ – tensiunea rețelei de joasă tensiune;

$a\%$ – valoarea procentuală a unei prize față de tensiunea nominală.

5. CALCULUL MECANIC AL CONDUCTORULUI

5.1. Determinarea sarcinilor specifice

a. Sarcina specifică condiționată de greutatea proprie a conductorului:

$$\gamma_1 = \frac{9.81 \cdot G_c}{F_{\text{sum}}} \cdot 10^{-4};$$

b. Sarcina specifică condiționată de depunerea de chiciură pe conductor:

$$\gamma_2 = 8.829 \cdot \pi \cdot \frac{(d_c + b_c) \cdot b_c}{F_{\text{sum}}} \cdot 10^{-4};$$

c. Sarcina specifică verticală totală care acționează asupra conductorului acoperit de chiciură;

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2;$$

d. Sarcina specifică condiționată de presiunea vântului asupra conductorului acoperit de chiciură;

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot k_c \cdot q_{\text{max}} \cdot d_c}{F_{\text{sum}}} \cdot 10^{-3};$$

e. Sarcina specifică condiționată de presiunea vântului asupra conductorului acoperit de chiciură;

$$\gamma_5 = \frac{\alpha_c \cdot k_c \cdot q_c \cdot (d_c + 2 \cdot b_c)}{F_{\text{sum}}} \cdot 10^{-3};$$

f. Sarcina specifică rezultantă ce acționează asupra conductorului neacoperit de chiciură;

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2};$$

g. Sarcina specifică rezultantă ce acționează asupra conductorului acoperit de chiciură;

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2};$$

h. Sarcina maximă:

$$\gamma_{67} = \max(\gamma_6, \gamma_7).$$

5.2. Determinarea deschiderilor critice

$$L_{\text{cri}} = 2 \cdot \frac{[\sigma_m]}{\gamma_n} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot (\beta_t \cdot ([\sigma_m] - [\sigma_n]) + \alpha_t \cdot (t_m - t_n))}{\left(\frac{\gamma_m}{\gamma_n}\right)^2 - \left(\frac{[\sigma_m]}{[\sigma_n]}\right)^2}}$$

$$\text{dacă } i=1 \quad [\sigma_m] = [\sigma_e] \quad \gamma_m = \gamma_1 \quad t_m = t_e; \\ [\sigma_n] = [\sigma_-] \quad \gamma_n = \gamma_1 \quad t_n = t_n;$$

$$i=2 \quad [\sigma_m] = [\sigma_c] \quad \gamma_m = \gamma_{67} \quad t_m = t_c; \\ [\sigma_n] = [\sigma_-] \quad \gamma_n = \gamma_1 \quad t_n = t_-;$$

$$i=3 \quad [\sigma_m] = [\sigma_c] \quad \gamma_m = \gamma_{67} \quad t_m = t_c; \\ [\sigma_n] = [\sigma_e] \quad \gamma_n = \gamma_1 \quad t_n = t_e.$$

5.3. Alegerea regimului inițial de calcul

Tabelul 5.1

Condițiile inițiale de calcul posibile

$l_{\text{cr1}} < l_{\text{cr2}} < l_{\text{cr3}}$	$L_r < l_{\text{cr1}}$	$[\sigma_-]$	γ_1	t_-
	$l_{\text{cr1}} < L_r < l_{\text{cr3}}$	$[\sigma_e]$	γ_1	t_e
	$L_r > l_{\text{cr3}}$	$[\sigma_c]$	γ_{67}	t_c
$l_{\text{cr1}} > l_{\text{cr2}} > l_{\text{cr3}}$	$L_r < l_{\text{cr2}}$	$[\sigma_-]$	γ_1	t_-
	$L_r > l_{\text{cr2}}$	$[\sigma_e]$	γ_{67}	t_c

5.4. Calculul tensiunilor ce acționează

$$\sigma_j^2 \cdot (\sigma_j + A) - B = 0;$$

$$\text{unde} \quad A = \frac{\gamma_k^2 \cdot L_r^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma_k]^2 \cdot 10^3} - \alpha_t \cdot E \cdot (t_k - t_j) \cdot 10^3 - [\sigma_k];$$

$$B = \frac{\gamma_j^2 \cdot L_r^2 \cdot E}{24 \cdot 10^3};$$

Tabelul 5.2

Condiții de calcul		
j	t	γ
j = 1	t _c	γ ₆₇
j = 2	t _c	γ ₃
j = 3	t _c	γ ₆
j = 4	T _e	γ ₁
j = 5	+15°C	γ ₁
j = 6	t	γ ₁
j = 7	t _{max}	γ ₁

5.5. Determinarea săgeții conductorului

$$f_j = \frac{\gamma_j \cdot l_r^2}{8 \cdot \sigma_j \cdot 10^{-3}};$$

5.6. Determinarea temperaturii critice

$$t_{cr} = t_c + \frac{\sigma_3 \cdot 10^3}{\alpha_t \cdot E} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right);$$

5.7. Calculul săgeții maxime

$$\begin{aligned} t_{max} > t_{cr} & \quad f_{max} = f_7 \\ t_{max} < t_{cr} & \quad f_{max} = f_2 \end{aligned}$$

5.8. Construirea curbelor de montaj și șablon

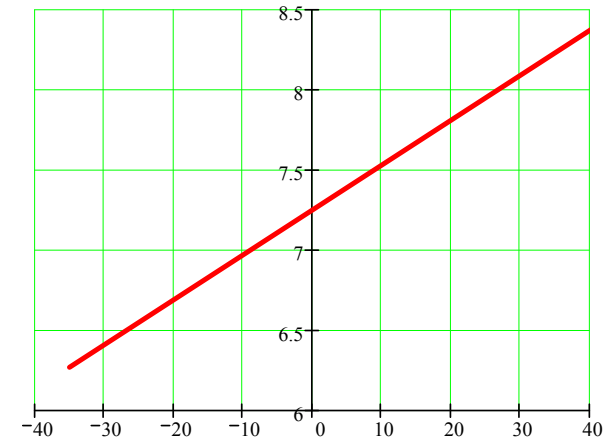


Fig. 5.1. Curba de montaj.

Curba șablon se construiește în baza deschiderii critice și tensiunilor ce acționează în conductor. Ea prezintă dependența : $f = f(I)$;

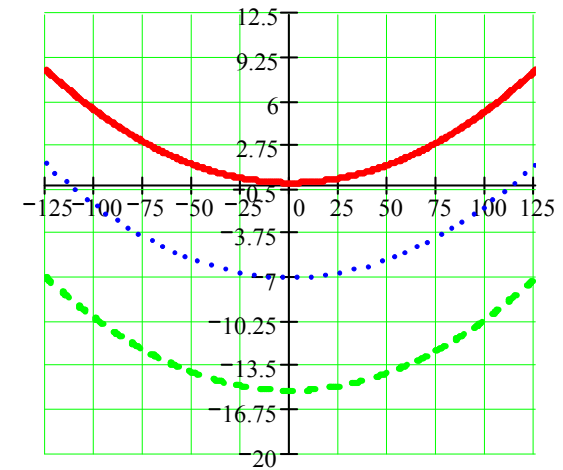


Fig. 5.2. Curbele șablon

BIBLIOGRAFIE

1. Вершинина С. И., Гамазин С. И. – Проектирование и расчеты режима в электрических сетях. Москва: МЭИ, 1981.
2. Buta A., Pană A. – Transportul și distribuția energiei electrice. Timișoara: Universitatea „Politehnică” Timișoara, 1997.
3. Gavrițaș M., Filimon M. – Tendințe moderne în distribuția energiei electrice. București: AGIR, 2001.
4. Arion V., Codreanu S. – Bazele calculului tehnico-economic al sistemelor de transport și distribuție a energiei electrice. Chișinău: UTM, 1998.
5. Крюков К.П., Новгородец Б.П. – Конструкций и механический расчет линий электропередачи. Ленинград: Энергия, 1979.
6. Методические указания к курсовому проекту по дисциплине “Электрические сети и системы” для студентов 4-го курса энергетических специальностейю. Кишинев: КПИ им. С Лазо, 1987.
7. Правила устройства электроустановок. Москва: Энергоатомиздат, 1985.