

TÍNH TOÁN VỀ ĐIỆN TRONG LƯỚI CUNG CẤP ĐIỆN

5.1. THÔNG SỐ CÁC PHẦN TỬ LƯỚI ĐIỆN

Các phần tử chính của lưới điện gồm có các đường dây và các máy biến áp.

– Đường dây làm nhiệm vụ truyền tải điện năng.

– Máy biến áp làm nhiệm vụ biến đổi hay chuyển đổi điện năng ở cấp điện này sang điện năng ở cấp điện áp khác tuân theo định luật bảo toàn năng lượng: năng lượng đầu vào bằng năng lượng đầu ra (khi bỏ qua tổn thất trong bản thân máy biến áp). Nghĩa là trong cùng một đơn vị thời gian, ta có:

$$S_1 = S_2 \quad (5.1a)$$

hoặc
$$\sqrt{3} U_1 I_1 = \sqrt{3} U_2 I_2 \quad (5.1b)$$

trong đó: S_1, U_1, I_1 , – công suất, điện áp và dòng điện vào (bên sơ cấp) máy biến áp; S_2, U_2, I_2 – công suất, điện áp và dòng điện ra (bên thứ cấp) máy biến áp.

Vì máy biến áp đảm bảo được định luật bảo toàn năng lượng nên nó mới được dùng trong khâu truyền tải và biến đổi điện năng.

5.1.1. Thông số của đường dây

5.1.1.1. Điện trở của đường dây (R_D)

Khi có dòng điện chạy qua dây dẫn, dây dẫn bị nóng lên.

Để tính toán mất mát công suất tác dụng (ΔP_D) do hiện tượng đốt nóng dây dẫn gây nên người ta đưa ra khái niệm điện trở của đường dây và được ký hiệu là R_D . Ở đây R_D chỉ là ký hiệu toán học dùng để thành lập công thức tính toán, còn điện trở được hiểu là một khái niệm đặc trưng cho hiện tượng mất mát công suất do hiện tượng đốt nóng gây nên.

Trên hình vẽ điện trở được ký hiệu: 

Giá trị của điện trở đường dây được xác định theo:

– Với dòng điện một chiều:

$$R_{=D} = \rho \frac{\ell}{F}, \Omega \quad (5.2a)$$

trong đó: ρ – điện trở suất của vật liệu làm dây dẫn, $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{km}}$,

với dây đồng $\rho = 18,84 \Omega \text{mm}^2/\text{km}$, nhôm $\rho = 31,5 \Omega \text{mm}^2/\text{km}$.

Almelec ($Al + (0,5 \div 0,6)\% Mn + 5\% Si$) = $33\text{mm}^2/\text{km}$); l – chiều dài đường dây, km;
 F – tiết diện dây dẫn, mm^2 .

– Đối với dòng điện xoay chiều:

$$R_{-D} = r_0 l \quad \Omega \quad (5.2b)$$

trong đó: r_0 – suất điện trở trên 1km đường dây phụ thuộc vào tiết diện, Ω/km ,
 r_0 đo ở nhiệt độ 20°C , tra trong các sổ tay kỹ thuật, l chiều dài đường dây; km.

Nói chung $R_{-} > R_{-}$ do ảnh hưởng của hiệu ứng tần số, các điện tích chạy dày đặc trên diện tích mặt ngoài dây dẫn, còn bên trong dây dẫn các điện tích thưa thớt tương ứng với tiết diện bị thu hẹp. Do vậy người ta chia nhỏ tiết diện dây dẫn thành các sợi có tiết diện đơn vị 1; 1,5; 2,6... mm^2 rồi bện lại thành dây dẫn có tiết diện lớn nhằm tăng tiết diện mặt ngoài và tăng khả năng dẫn điện của dây dẫn đồng thời có tác dụng làm dây dẫn mềm ra, cuộn được nên dễ vận chuyển, dễ thi công lắp đặt.

Điện trở thay đổi theo nhiệt độ do chuyển động Brao của các điện tích khi nhiệt độ tăng. Khi nhiệt độ môi trường khác 20°C , điện trở có giá trị:

$$r_\theta = r_0[1 + \alpha(\theta - 20)] \quad \Omega/\text{km} \quad (5.3)$$

trong đó: α – hệ số nhiệt của điện trở, với đồng và nhôm $\alpha = 0,004^\circ\text{C}^{-1}$;

θ – nhiệt độ của môi trường lắp đặt; r_0 – điện trở ở nhiệt độ tiêu chuẩn 20°C .

Sự thay đổi điện trở được tính đến chủ yếu đối với các đường dây cáp khi xảy ra ngắn mạch trong lưới hạ áp vì phát nóng tăng dễ dẫn tới hỏng cáp.

Trong tính toán nếu không tra được r_0 , có thể tính gần đúng với $R_{-} \approx R_{-}$

5.1.1.2. Điện kháng của đường dây (X_D)

Khi trên dây dẫn có dòng điện xoay chiều chạy qua, xung quanh dây dẫn xuất hiện từ thông móc vòng giữa các dây dẫn các pha. Trong đó có một phần từ thông không móc vòng với các dây dẫn khác và được coi là từ thông thất thoát. Để tính toán mất mát từ thông tức là mất mát một lượng công suất phản kháng ΔQ_D (vì công suất phản kháng sinh ra từ thông) người ta đưa ra khái niệm về điện kháng của đường dây và được ký hiệu là X_D). Như vậy điện kháng của đường dây cũng là một khái niệm vật lý đặc trưng cho tổn thất công suất phản kháng ΔQ_D khi có dòng điện xoay chiều chạy qua dây dẫn.

Trên hình vẽ điện kháng được ký hiệu: 

Giá trị điện kháng của đường dây được xác định theo:

$$X_D = x_0 l \quad \Omega \quad (5.4)$$

trong đó: x_0 – suất điện kháng trên 1 đơn vị chiều dài đường dây, Ω/km ;

l – chiều dài đường dây, km.

Suất điện kháng x_0 được tính theo độ tự cảm của một đơn vị chiều dài của dây dẫn:

$$x_0 = 2\pi f L = \omega L \quad \Omega/\text{km} \quad (5.5)$$

trong đó: L – độ tự cảm của dây dẫn, H;
 f – tần số của lưới điện, $f = 50 \text{ Hz}$;
 ω – tốc độ góc của điện áp, rad/s

Độ tự cảm gồm hai thành phần:

– Độ tự cảm phụ thuộc độ dài và bán kính của dây dẫn. Độ tự cảm của 3 dây dẫn pha có giá trị như nhau.

– Độ hổ cảm giữa 3 dây dẫn của 3 pha phụ thuộc độ dài và khoảng cách giữa các dây dẫn. Do đó độ hổ cảm của các dây dẫn của các pha khác nhau không bằng nhau.

Khi xét tốc độ tự cảm và hổ cảm, suất điện kháng x_0 được xác định theo:

$$\begin{aligned} x_0 &= 2\pi f L = 2.3,14.50[0,46 \lg(D/r) + 0,05] \cdot 10^3 \\ &= 0,145 \log(D/r) + 0,0157, \Omega/\text{km}; \end{aligned} \quad (5.6)$$

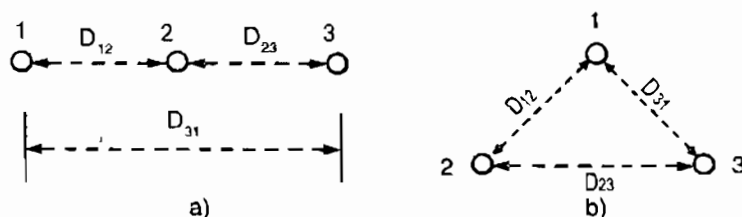
trong đó: D – khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, mm;

r – bán kính đẳng trị của tiết diện dây dẫn, mm;

0,0157 – giá trị xét tới độ tự cảm, với dây dẫn kim loại màu cho phép bỏ qua.

$$D = \sqrt{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}$$

D_{12}, D_{23}, D_{31} – khoảng cách giữa các dây dẫn các pha (hình 5.1)



Hình 5.1. Khoảng cách giữa các dây dẫn pha

Khoảng cách trung bình hình học D phụ thuộc vào cấp điện áp:

$U_{dm}, \text{ kV}$	0,38	6 – 10	22	35	110	220	500
$D, \text{ mm}$	0,5	1 – 1,5	2,5	3,5	5	8	14

Từ (5.5) ta nhận thấy rằng giá trị x_0 phụ thuộc chủ yếu vào khoảng cách giữa các pha (tỷ lệ thuận) và phụ thuộc rất yếu vào tiết diện dây dẫn (tỷ lệ nghịch). Trong tính toán x_0 được tra trong các sổ tay kỹ thuật phụ thuộc vào D . Nếu không tra được có thể tính gần đúng theo:

$U_{dm}, \text{ kV}$	0,38	6 – 10 – 22	35	110	220	500
$x_0, \Omega/\text{km}$	0,3	0,35	0,38	0,4	0,44	0,29
$x_{0\text{cáp}}, \Omega/\text{km}$	0,06	0,8 – 0,11	0,12	0,17	0,14	

5.1.1.3. Điện dẫn của đường dây (G_B)

Khi đường dây mang điện áp cao, giữa dây dẫn và đất xuất hiện điện trường E . Dưới ảnh hưởng của cường độ điện trường đủ lớn vượt quá cường độ điện trường giới

hạn E_{gh} sẽ làm cho các phân tử không khí xung quanh dây dẫn phân cực tạo thành các ion dẫn tới phóng điện bề mặt giữa dây dẫn với môi trường xung quanh. Khi dây dẫn phóng điện sẽ gây phát sáng và được gọi là hiện tượng vầng quang điện hay phóng điện vầng quang xung quanh dây dẫn. Xuất hiện dòng điện là giữa dây dẫn và đất gây nên tổn thất công suất tác dụng và được gọi là tổn thất vầng quang (ΔP_{vq}).

Để tính toán tổn thất ΔP_{vq} do vầng quang điện gây nên, người ta đưa ra khái niệm điện dẫn của đường dây và được ký hiệu là G_D . Suất điện dẫn g_0 trên một đơn vị chiều dài đường dây được xác định theo:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{vq0}}{U_{dm}^2} = \frac{1}{\Omega km}, \quad (5.6)$$

$$\text{và} \quad G_D = g_0 \ell = \frac{1}{\Omega} \quad (5.7)$$

trong đó, ΔP_{vq0} suất tổn thất công suất tác dụng trên 1km đường dây do vầng quang điện gây nên và dòng điện rò qua điện môi, kW; U_{dm} điện áp định mức của đường dây, kV; ℓ chiều dài đường dây, km.

Với dây dẫn có bề mặt nhẵn, không khí khô, áp suất và nhiệt độ khí quyển bình thường $E_{gh} = 21,1 \text{ kV/cm}$.

Trong thực tế dây dẫn bên vầng xoắn có bề mặt nhám và khi thời tiết xấu, mưa, ẩm, E_{gh} có giá trị thấp hơn.

Tổn thất vầng quang trên đường dây:

$$\Delta P_{vq} = G_D \cdot U_{dm}^3, \text{ MW}, \quad (5.8)$$

Tổn thất vầng quang chỉ được xét tới với đường dây trên không có điện áp từ 110kV trở lên khi tiết diện nhỏ, còn khi tiết diện dây dẫn lớn tổn thất vầng quang sẽ giảm.

5.1.1.4. Dung dẫn của đường dây B_D

Khí đường dây mạng điện áp cao, do dây dẫn có kích thước nên giữa đất và dây dẫn hình thành tụ điện. Dây dẫn là một bản cực, đất là bản cực thứ hai.

Tụ điện có quá trình nạp – phóng. Khi đặt điện áp vào tụ, do điện áp thay đổi, khi điện áp tăng, nghĩa là, trong lưới thừa điện tích. Các điện tích thừa này được nạp vào tụ. Khi điện áp lưới giảm, tụ phóng điện, trả lại điện tích. Lúc này xuất hiện dòng điện dung chạy trên đường dây, có nghĩa là đường dây dẫn được cấp công suất phản kháng ΔQ_c ,

Để tính toán lượng công suất phản kháng do điện dung của đường dây sinh ra người ta đưa ra khái niệm dung dẫn của đường dây và được ký hiệu là B_D

Suất dung dẫn của một đơn vị chiều dài đường dây được xác định theo:

$$b_0 = 2\pi f c_0 = \omega c_0 = \frac{1}{\Omega km} \quad (5.9)$$

trong đó, c_0 – suất điện dung trên một km đường dây, F/km:

$$c_0 = \frac{0,024}{\log\left(\frac{D}{r}\right)} \cdot 10^{-6}, \text{ F/km}, \quad (5.10)$$

và suất dung dẫn của đường dây được tính theo:

$$b_0 = \frac{7,58}{\log\left(\frac{D}{r}\right)} \cdot 10^{-6}, \frac{1}{\Omega\text{km}}, \quad (5.11)$$

trong đó, D – khoảng cách trung bình hình học của dây dẫn các pha;
 r – bán kính của tiết diện dây dẫn.

Trong đó các số tay kỹ thuật cho c_0 hoặc b_0 nên dung dẫn của đường dây được xác định theo:

$$B_D = \omega c_0 l \quad \frac{1}{\Omega\text{km}}; \quad (5.12a)$$

$$\text{hoặc} \quad B_D = b_0 l \quad \frac{1}{\Omega\text{km}}; \quad (5.12b)$$

trong đó, l – chiều dài đường dây, km.

Lượng công suất phản kháng do điện dung đường dây xác định theo:

$$\Delta Q_c = B_D U_{dm}^2 \quad \text{MVar} \quad (5.13)$$

Trong đó: B_D – dung dẫn của đường dây, $\frac{1}{\Omega}$;

U_{dm} – điện áp định mức của đường dây, kV.

Ở đây khái niệm tụ điện "phát ra" hay "sinh được" công suất phản kháng được hiểu theo ý nghĩa quy ước ngược dấu với công suất "tiêu thụ" bởi điện cảm. Vì năng lượng phải tuân theo định luật bảo toàn, không khuếch đại được năng lượng. Tụ điện chỉ đóng vai trò tích lũy các điện tích khi trong lưới thừa điện tích (điện áp tăng) và trả lại các điện tích này khi trong lưới thiếu điện tích (điện áp giảm). Như vậy tụ điện của đường dây đóng vai trò của khâu tích năng.

5.1.2. Sơ đồ thay thế tính toán của đường dây

Các thông số của dây dẫn rải đều theo dọc chiều dài đường dây nên việc tính toán sẽ gặp nhiều khó khăn vì phải tính theo tích phân đường.

Vì thế, để đơn giản cho việc tính toán trong lưới điện cao hạ áp, ta thay từng đoạn đường dây bằng các thông số tập trung thay cho thông số rải.

Các thông số R_D , X_D , G_D , B_D , tổng trở Z_D và tổng dẫn Y_D được xác định theo:

$$R_D = r_0 L, X_D = x_0 L, Z_D = R_D + j X_D; \quad (5.14)$$

$$G_D = g_0 L, B_D = b_0 L, Y_D = G_D + j B_D; \quad (5.15)$$

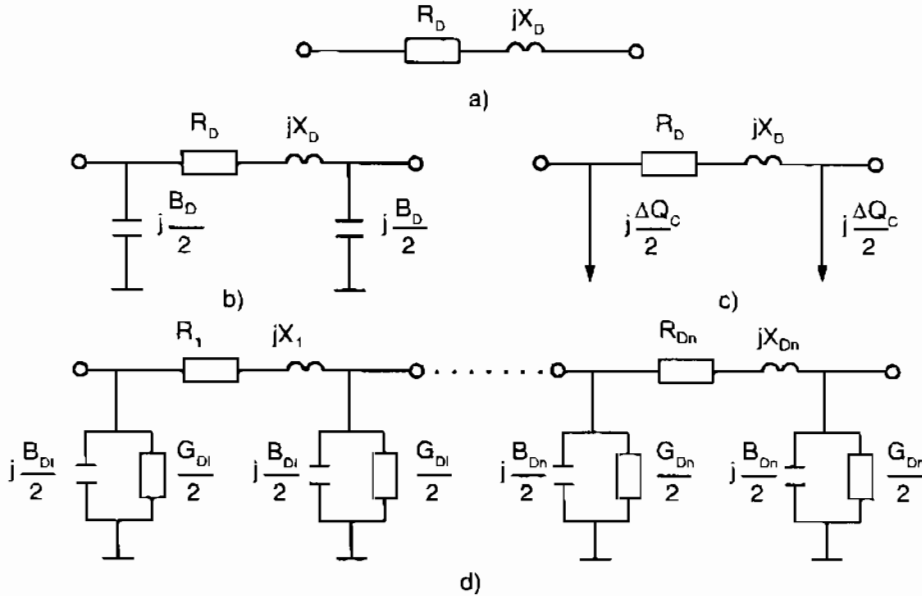
trong đó L chiều dài xác định của mỗi đoạn đường dây, km.

Tổng trở đường dây còn được gọi là tổng trở dọc trục vì nguyên nhân tác động là do dòng điện chạy trên dọc chiều dài đường dây.

Tổng dẫn đường dây còn được gọi là tổng dẫn ngang trục vì nguyên nhân tác động là do điện áp. Điện áp là véc tơ không gian pha – pha, pha – đất.

Để nâng cao độ chính xác, trong tính toán người ta phân đôi tổng dẫn đặt 2 bên tổng trở.

Sơ đồ thay thế và các ký hiệu hình vẽ của các thông số của đường dây được trình bày trên hình 5.2.



Hình 5.2. Sơ đồ thay thế đường dây

Trên hình 5.2 nêu các dạng sơ đồ thay thế dùng cho từng loại đường dây, tùy theo từng dạng lưới điện mà ta áp dụng.

Hình 5.2a dùng làm sơ đồ thay thế cho các đường dây trung, hạ áp có điện áp từ 35 kV trở xuống. Do điện áp thấp cho phép bỏ qua thành phần ngang trục và chỉ xét tới thành phần dọc trục.

Hình 5.2b là sơ đồ thay thế dùng cho các đường dây trung, cao áp có độ dài lớn. Riêng đường dây trung áp chỉ xét tới thành phần ngang trục khi dùng được dây cáp dài có giá trị điện dung lớn. Sơ đồ bỏ qua điện dẫn tác dụng G_D .

Hình 5.2c là sơ đồ thay thế đơn giản của hình 5.2b.

Hình 5.2d là sơ đồ thay thế dùng cho đường dây siêu cao áp có độ dài lớn. Để tính toán chính xác, đường dây được chia ra làm nhiều đoạn.

Thành phần G chỉ tính cho các đường dây có điện áp từ 330 kV trở lên. Sơ đồ thay thế có dạng hình π .

5.1.3. Thông số máy biến áp (MBA)

Máy biến áp là phần tử trung gian trong lưới điện có các cấp điện áp khác nhau. Các máy biến áp thông thường có các loại: máy biến áp ba pha hai cuộn dây dùng liên hệ trong lưới có hai cấp điện áp, máy biến áp ba pha ba cuộn dây và máy biến áp tự ngẫu dùng liên hệ trong lưới có ba cấp điện áp.

Thông số của MBA trong tính toán có thể quy đổi về bất cứ phía nào. Muốn tính thông số của MBA quy đổi về phía nào, chỉ cần sử dụng U_{dm} của phía đó để tính toán.

5.1.3.1. Thông số của máy biến áp hai dây cuốn (hai cuộn dây)

Đối với các MBA, khi xuất xưởng nhà chế tạo cho biết các thông số chính sau: Công suất định mức S_{dm} , điện áp định mức của các cuộn dây U_{dm1} , U_{dm2} và các thông số như: Tổn thất công suất tác dụng khi không tải ΔP_0 , tổn thất công suất tác dụng khi ngắn mạch ΔP_N , dòng điện không tải phần trăm $i_0\%$, so với dòng điện định mức, điện áp ngắn mạch phần trăm $U_N\%$ so với điện áp định mức.

Các thông số này được ghi trên nhãn máy biến áp khi xuất xưởng hoặc cho trong lý lịch máy. Dựa vào các thông số này để xác định tổng trở MBA: $Z_B = R_B + j X_B$ và tổng dẫn MBA: $Y_B = G_B + j B_B$.

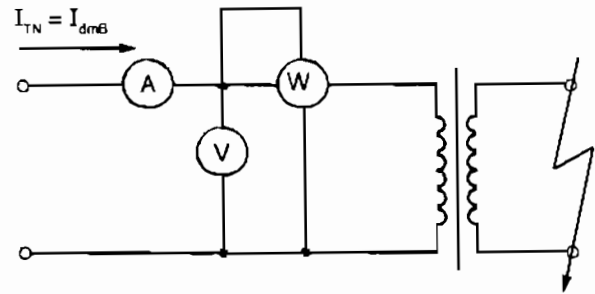
a) Điện trở MBA – R_B

Khi có dòng điện chạy qua cuộn dây MBA, cuộn dây MBA bị nóng lên.

Để tính toán tổn thất công suất tác dụng do hiện tượng đốt nóng cuộn dây gây nên (ΔP_{cu}) người ta đưa ra khái niệm điện trở MBA và ký hiệu – R_B .

Để xác định R_B , người ta dựa vào kết quả của thí nghiệm ngắn mạch MBA.

Sơ đồ thí nghiệm ngắn mạch MBA nêu trên hình 5.3.



Hình 5.3. Sơ đồ thí nghiệm ngắn mạch MBA

Khi làm thí nghiệm người ta nối ngắn mạch một cuộn dây và đưa dòng điện thí nghiệm bằng dòng điện định mức của cuộn dây thứ hai vào cuộn dây thứ hai của MBA: $I_{TN} = I_{dmB}$.

Khi đó ta thấy đồng hồ đo công suất tác dụng chỉ. Công suất này chính là công suất ngắn mạch để đốt nóng cuộn dây ΔP_N :

$$\Delta P_N = \Delta P_{cu}$$

ΔP_{cu} – tổn thất công suất tác dụng để đốt nóng cuộn dây cuốn bằng đồng.

Với máy biến áp 3 pha ta có:

$$\Delta P_N = \Delta P_{cu} = 3R_B I_{dmB}^2, \quad (5.16)$$

trong đó;

3 – ba cuộn dây của 3 pha

R_B – điện trở của mỗi cuộn dây;

I_{dmB} – dòng điện định mức của máy biến áp chạy qua cuộn dây,

$$I_{dmB} = \frac{S_{dmB}}{\sqrt{3} U_{dmB}}. \quad (5.17)$$

Từ (5.16) tính R_B theo:

$$R_B = \frac{\Delta P_N}{3I_{dmB}^2} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{U_{dmB}^2} = \frac{\Delta P_N \cdot U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3, \Omega \quad (5.18)$$

trong: ΔP_N – Tổng thất công suất tác dụng khi làm thí nghiệm ngắn mạch MBA, kW;
 U_{dmB} – điện áp định mức của biến áp, kV;
 S_{dmB} – công suất định mức của máy biến áp, kVA.

Nếu lấy $U_{dmB} = U_{dmB1}$ – điện áp định mức bên sơ cấp MBA thì giá trị điện trở sẽ là R_{B1} – điện trở quy về phía điện áp sơ cấp MBA. Nếu lấy $U_{dmB} = U_{dmB2}$ – điện áp định mức bên thứ cấp MBA thì giá trị điện trở sẽ là R_{B2} – điện trở quy về phía điện áp thứ cấp MBA.

b) Điện kháng MBA – X_B

Khi có dòng điện xoay chiều chạy qua các cuộn dây MBA sẽ xuất hiện từ thông móc vòng giữa các cuộn dây. Để tính toán mất mát từ thông móc vòng giữa các cuộn dây, có nghĩa là mất mát công suất phản kháng trong các cuộn dây cuốn bằng đồng ΔQ_{cu} , người ta đưa ra khái niệm điện kháng của MBA và ký hiệu – X_B .

Để xác định X_B người ta cũng làm thí nghiệm ngắn mạch theo sơ đồ hình 5.3. khi làm thí nghiệm, đồng hồ vôn sẽ chỉ một giá trị điện áp nào đó – gọi là điện áp ngắn mạch U_N .

Điện áp ngắn mạch U_N chính là độ sụt áp trên tổng trở Z_B của MBA:

$$U_N = \sqrt{3} I_{dmB} Z_B \quad (5.19)$$

Từ (5.19) tính được Z_B :

$$Z_B = \frac{U_N}{\sqrt{3} I_{dmB}} \cdot \frac{U_{dmB}}{U_{dmB}} = \frac{U_N \cdot U_{dmB}}{S_{dmB}} \quad (5.20)$$

Thông số nhà chế tạo cho $U_N\%$. Ở đây $U_N\%$ được hiểu là:

$$U_N\% = \frac{U_N}{U_{dmB}} \cdot 100 \quad (5.21)$$

Từ (5.21) tính được: $U_N = \frac{U_N\%}{100} \cdot U_{dmB} \quad (5.22)$

Thay (5.22) vào (5.20) ta được:

$$Z_B = \frac{U_N\% \cdot U_{dmB}^2}{1000 \cdot U_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega \quad (5.23a)$$

trong đó $U_N\%$ – điện áp ngắn mạch phần trăm, nhà chế tạo cho;
 U_{dmB} – điện áp định mức của máy biến áp, kV;
 S_{dmB} – công suất định mức MBA, kVA.

Về giá trị mô đun: $Z_B = \sqrt{R_B^2 + X_B^2} \quad (5.24)$

Từ (5.24) và R_B tính được theo (5.18), X_B được xác định theo:

$$X_B = \sqrt{Z_B^2 - R_B^2} \quad (5.25)$$

Trong tính toán gần đúng, cho phép bỏ qua R_B nên có thể lấy:

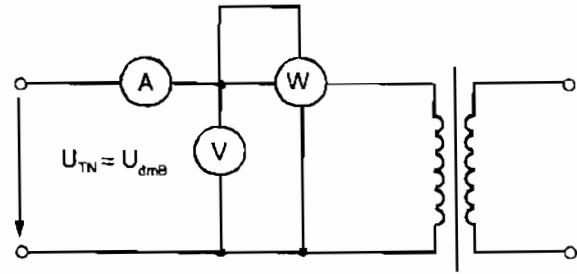
$$X_B \approx Z_B = \frac{U_N \% U_{dmB}^2}{100 \cdot S_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega \quad (5.23b)$$

Các giá trị Z_B , X_B cũng được quy đổi về bên sơ cấp hoặc bên thứ cấp máy biến áp tương tự như quy đổi điện trở R_B để nêu ở trên.

c) Điện dẫn của MBA- G_B

Khi đóng MBA vào điện áp, các cuộn dây MBA mang điện áp, ta thấy lõi sắt máy biến áp nóng lên (do dòng điện xoáy Fucô xuất hiện trong lõi sắt MBA).

Để tính toán tổn thất công suất tác dụng do hiện tượng đốt nóng lõi sắt MBA gây lên. ΔP_{Fe} người ta đưa ra khái niệm điện dẫn MBA và ký hiệu – G_B . Để xác định G_B ta làm thí nghiệm không tải MBA theo sơ đồ hình 5.4.



Hình 5.4. Sơ đồ thí nghiệm MBA không tải

Khi làm thí nghiệm, ta đặt điện áp thí nghiệm $U_{TN} = U_{dmB}$ vào một cuộn dây của MBA, cuộn dây thứ hai để hở mạch (không tải). Lúc này, đồng hồ Watt mét chỉ một con số nào đó chính là tổn thất công suất tác dụng trong máy biến áp khi không tải ΔP_0 , công suất này dùng để đốt nóng lõi thép MBA nên:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{Fe} = G_B U_{dmB}^2 \quad (5.26)$$

Từ (5.26) ta tính được G_B theo công thức:

$$G_B = \frac{\Delta P_0}{U_{dmB}^2} \cdot 10^{-3} \quad \frac{1}{\Omega} \quad (5.27)$$

trong đó: G_B – điện dẫn của MBA, $\frac{1}{\Omega}$;

ΔP_0 – tổn thất công suất tác dụng trong MBA khi không tải do nhà chế tạo cho, kW;

U_{dmB} – điện áp định mức của MBA, kV.

d) Dung dẫn MBA – B_B

Khi đặt điện áp vào cuộn dây MBA, ta thấy lõi sắt MBA biến thành nam châm điện dẫn từ thông. Hiện tượng này được gọi là từ hoá lõi sắt MBA. Để tính toán tổn thất công suất phản kháng do hiện tượng từ hoá lõi sắt MBA gây nên ΔQ_{Fe} người ta đưa ra khái niệm dung dẫn của MBA và ký hiệu – B_B . Để xác định B_B ta cũng dựa vào thí nghiệm MBA không tải theo sơ đồ hình 5.4.

Khi đặt điện áp định mức vào MBA không tải, ta thấy đồng hồ Ampe chỉ một giá trị nào đó – chính là dòng điện không tải của MBA I_0 .

Dòng điện I_0 này tạo ra công suất phản kháng để từ hoá lõi sắt MBA:

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_{Fe} = \sqrt{3} I_0 \cdot U_{dmB} = B_B \cdot U_{dmB}^2 \quad (5.28)$$

Trong đó, I_0 – dòng điện không tải của MBA.

Nhà chế tạo cho giá trị dòng điện không tải phần trăm $i_0\%$. Về giá trị $i_0\%$ được hiểu là:

$$i_0\% = \frac{I_0}{I_{dmB}} \cdot 100 \quad (5.29a)$$

Từ (5.29a) ta tìm được giá trị I_0 :

$$I_0 = \frac{i_0\%}{100} \cdot I_{dmB} \quad (5.29b)$$

Thay giá trị I_0 trong (5.29b) vào biểu thức (5.28) ta được:

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_{Fe} = \frac{i_0\%}{100} \cdot \sqrt{3} I_{dmB} \cdot U_{dmB} = \frac{i_0\%}{100} \cdot S_{dmB} \quad (5.30)$$

Mặt khác, $\Delta Q_0 = \Delta Q_{Fe} = B_B U_{dmB}^2$, nên:

$$B_B U_{dmB}^2 = \frac{i_0\%}{100} \cdot S_{dmB}$$

Từ biểu thức trên ta tính được B_B :

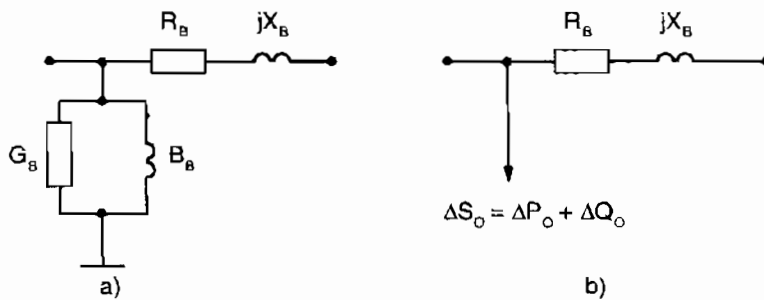
$$B_B = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_{dmB}}{U_{dmB}^2} \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{\Omega}, \quad (5.31)$$

trong đó: S_{dmB} – công suất định mức của MBA, kVA;

U_{dmB} – điện áp định mức của MBA, kV.

e) Sơ đồ thay thế của máy biến áp 2 dây cuốn

Máy biến áp trong tính toán được thay bằng sơ đồ thay thế hình Γ với các thông số R_B , X_B , G_B , B_B được trình bày trên hình 5.5.



Hình 5.5. Sơ đồ thay thế MBA 2 dây cuốn

a) Sơ đồ thay thế hình Γ ; b) Sơ đồ thay thế đơn giản.

Trong tính toán thường dùng sơ đồ thay thế đơn giản với:

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j\Delta Q_0$$

là phụ tải đặc trưng cho tổn thất ngang trục – tổn thất không tải (tổn thất trong lõi thép MBA). Trong ΔP_0 – tổn thất công suất tác dụng khi MBA không tải. Còn

ΔQ_0 – tổn thất công suất phản kháng khi MBA không tải tính theo: $\Delta Q_0 = \frac{i_0\%}{100} \cdot S_{dmB}$.

5.1.3.2. Thông số của MBA ba dây cuốn (ba cuộn dây)

Các máy biến áp dây cuốn có ba cuộn dây: cuộn cao áp (C), cuộn trung áp (T) và cuộn hạ áp (H). Các số liệu hay thông số kỹ thuật nhà chế tạo cho bao gồm: công suất định mức của MBA – S_{dmB} ; điện áp định mức của các cuộn – U_{dmC} , U_{dmT} , U_{dmH} hoặc ký hiệu theo số – U_{dm1} , U_{dm2} , U_{dm3} ; tổn thất công suất tác dụng trong MBA khi không tải ΔP_0 , tổn thất công suất tác dụng ngắn mạch $\Delta P_{N1-2}, \Delta P_{N2-3}, \Delta P_{N3-1}$ khi hai cuộn dây làm việc; tổn thất ngắn mạch phần trăm so với định mức của các cặp cuộn – $U_{N1-2}\%$, $U_{N2-3}\%$, $U_{N3-1}\%$ và dòng điện không tải phần trăm so với định mức $i_0\%$.

Trong tính toán các giá trị điện trở, điện kháng phải tính riêng cho từng cuộn. R_{BC} , R_{BT} , R_{BH} , X_{BC} , X_{BT} , X_{BH} hoặc ký hiệu bằng số (C, T, H tương ứng với số 1, 2, 3).

Muốn tính được điện trở hoặc điện kháng của từng cuộn (R_{Bi} , X_{Bi}) cần phải tính ΔP_{Ni} và $U_{Ni}\%$ theo các công thức sau:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{NC} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{NC-T} + \Delta P_{NC-H} - \Delta P_{NT-H}) \\ \Delta P_{NT} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{NC-T} + \Delta P_{NT-H} - \Delta P_{NC-H}) \\ \Delta P_{NH} &= \frac{1}{2} (\Delta P_{NC-H} + \Delta P_{NT-H} - \Delta P_{NC-T}) \end{aligned} \right\} \quad (5.32)$$

$$\text{Và} \quad \left. \begin{aligned} U_{NC}\% &= \frac{1}{2} (U_{NC-T}\% + U_{NC-H}\% - U_{NT-H}\%) \\ U_{NT}\% &= \frac{1}{2} (U_{NC-T}\% + U_{NT-H}\% - U_{NC-H}\%) \\ U_{NH}\% &= \frac{1}{2} (U_{NC-H}\% + U_{NT-H}\% - U_{NC-T}\%) \end{aligned} \right\} \quad (5.33)$$

a) Điện trở của máy biến áp 3 dây cuốn

Các điện trở của các cuộn R_{BC} , R_{BT} , R_{BH} được tính theo:

$$\left. \begin{aligned} R_{BC} &= \Delta P_{NC} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3, \Omega \\ R_{BT} &= \Delta P_{NT} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3, \Omega \\ R_{BH} &= \Delta P_{NH} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3, \Omega \end{aligned} \right\} \quad (5.34)$$

Trong đó: $\Delta P_{NC}, \Delta P_{NT}, \Delta P_{NH}$ – tổn thất công suất ngắn mạch của các cuộn, kW;

S_{dmB} – công suất định mức của MBA, kVA;

U_{dmB} – điện áp định mức của MBA, kV.

b) Điện kháng của máy biến áp 3 dây cuốn

Điện kháng của các cuộn X_{BC} , X_{BT} , X_{BH} được xác định theo:

$$\left. \begin{aligned} X_{BC} \% &= \frac{U_{NC} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega \\ X_{BT} \% &= \frac{U_{NT} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega \\ X_{BH} &= \frac{U_{NH} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega \end{aligned} \right\} \quad (5.35)$$

Trong đó: $U_{NC}\%$, $U_{NT}\%$, $U_{NH}\%$ – điện áp ngắn mạch phần trăm của các cuộn;

U_{dmB} – điện áp định mức của MBA, kV;

S_{dmB} – Công suất định mức của MBA, kVA.

c) Điện dẫn và dung dẫn của máy biến áp 3 dây cuộn

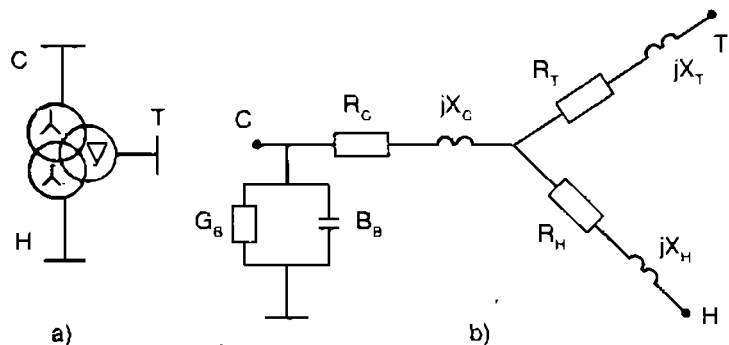
Điện dẫn G_B và dung dẫn B_B của MBA 3 dây cuộn được xác định theo các biểu thức (5.27) và (5.31) như trong máy biến áp hai dây cuộn.

d) Sơ đồ thay thế máy biến áp 3 dây cuộn

Sơ đồ thay thế MBA 3 dây cuộn nêu trên hình 5.6.

Với MBA 3 dây cuộn, trong tính toán cũng được thay thế theo sơ đồ đơn giản đối với thành phần ngang trục $\Delta S_0 = \Delta P_0 + j\Delta Q_0$ tương tự như hình 5.5b.

Máy biến áp tự ngẫu thường dùng trong lưới truyền tải điện năng có điện áp từ 110 kV trở lên. Trong lưới cung cấp điện cho đô thị và xí nghiệp công nghiệp ít gặp nên không trình bày ở đây.



Hình 5.6. Máy biến áp 3 dây cuộn và sơ đồ thay thế.

a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế.

Ví dụ 5.1

Cho một máy biến áp loại TM-1000/35 có công suất $S_{dmB} = 1000\text{kVA}$, điện áp $U_{dm} = 35/0,4\text{kV}$, $\Delta P_0 = 11,9\text{kW}$, $\Delta P_N = 2,75\text{W}$, $U_N \% = 6,5\%$, $i_0 \% = 1,5\%$; xác định tổng trở và tổng dẫn của MBA quy đổi về phía cao áp và hạ áp.

Giải:

Theo các công thức (5.18), (5.23), (5.24), (5.25) ta tính – quy về cao áp:

$$R_B^c = \Delta P_N \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3 = 2,75 \cdot \frac{35^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 3,69 \Omega$$

$$Z_B^c = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3 = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{35^2}{1000} \cdot 10^3 = 79,63 \Omega$$

$$X_B^c = \sqrt{Z_B^2 - R_B^2} = \sqrt{79,63^2 - 3,69^2} = 79,54 \Omega$$

Tính gần đúng:

$$X_B^c \approx Z_B^c = 79,63\Omega$$

$$Z_B^c = R_B^c + jX_B^c = 3,69 - j79,63\Omega$$

– Quy về hạ áp:

$$R_B^H = 2,75 \frac{0,4^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 0,00044\Omega$$

$$X_B^H \approx \frac{6,5}{100} \frac{0,4^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 0,00104\Omega$$

$$Z_B^H = 0,00044 + j0,00104\Omega$$

– Tổng dẫn máy biến áp được tính theo các công thức (5.27) và (5.31)

$$G_B = \frac{\Delta P_0}{U_{dmB}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{11,9}{35^2} \cdot 10^{-3} = 0,71 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\Omega}$$

$$B_B = \frac{i_0 \%}{100} \cdot \frac{S_{dmB}}{U_{dmB}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1,5}{100} \cdot \frac{1000}{35^2} \cdot 10^{-3} = 12,24 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\Omega}$$

$$Y_B = G_B + jB_B = (9,71 + j12,24)10^{-6} \frac{1}{\Omega}$$

Khi dùng sơ đồ thay thế đơn giản:

$$\begin{aligned} \Delta S_0 &= \Delta P_0 + j\Delta Q_0 = 11,9 + j \frac{1,5}{100} \cdot 1000 \\ &= 11,9 + j15 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Ví dụ 5.2

Cho một máy biến áp loại TMH 6300/110 có công suất $S_{dm} = 6300\text{kVA}$, điện áp $U_{dm} = 115/22/11\text{kV}$, $\Delta P_0 = 14\text{kW}$, $\Delta P_N = 60\text{kW}$ đối với mỗi cặp cuộn $U_{NC-T}\% = 10,5\%$; $U_{NC-H}\% = 17\%$, $U_{NT-H}\% = 6\%$; $i_0\% = 1,2\%$. Tính tổng trở của các cuộn và tổng dẫn MBA quy về cao áp.

Giải:

– Xác định điện trở quy về điện áp cao $U_{dm} = 115\text{kV}$.

Do số liệu ban đầu cho $\Delta P_N = 60\text{kW}$ là như nhau đối với mỗi cặp cuộn nghĩa là công suất định mức của các cuộn dây là như nhau: 100/100/100. Tổn thất công suất khi ngắn mạch trên các cuộn dây cũng bằng nhau, nghĩa là:

$$\Delta P_{NC} = \Delta P_{NT} = \Delta P_{NH} = \frac{1}{2}(60 + 60 - 60) = 30\text{kW}, \text{ theo công thức (5.32) nên}$$

$$R_{BC}^c = R_{BT}^c = R_{BH}^c = 30 \cdot \frac{115^2}{6300^2} \cdot 10^3 \approx 10\Omega$$

– Xác định điện kháng quy về cao áp của các cuộn.

Theo (5.33) tính $U_N\%$ của các cuộn:

$$U_{NC} \% = \frac{1}{2}(10,5 + 17 - 6) \% = 10,75 \%$$

$$U_{NT} \% = \frac{1}{2}(10,5 + 6 - 17) \% = -0,25 \% = 0 \%$$

$$U_{NH} \% = \frac{1}{2}(17 + 6 - 10,5) \% = 6,25 \%$$

Chú ý: Khi $U_N \% \leq 0 \%$ thì lấy bằng 0%.

$$X_{BC}^c = \frac{U_{NC} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3 = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{6300} \cdot 10^3 = 225,66 \Omega$$

$$X_{BT}^c = \frac{U_{NT} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3 = 0$$

$$X_{BI}^c = \frac{U_{NH} \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3 = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{6300} \cdot 10^3 = 131,2 \Omega$$

Chú ý: Ở đây tính quy đổi về cấp 115kV, nếu cần tính quy đổi về cấp điện áp nào thì lấy U_{dmB} theo cấp điện áp đó.

Khi dùng sơ đồ thay thế đơn giản thành phần ngang trục được thay bằng:

$$\begin{aligned} \Delta S_0 &= \Delta P_0 + j\Delta Q_0 = 14 + j \frac{1,2}{100} \cdot 6300 \\ &= 14 + j75,6 \text{ kVA} \end{aligned}$$

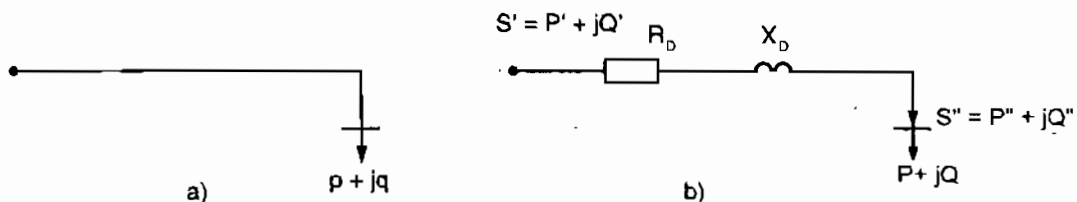
5.2. TÍNH TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN ĐƯỜNG DÂY

5.2.1. Tính tổn thất công suất trên đường dây

5.2.1.1. Đường dây có phụ tải phân bố tập trung

Khi trên đường dây có truyền tải dòng điện sẽ gây ra tổn thất công suất do tổng trở của đường dây gây nên. Chính vì vậy công suất của nguồn cấp phải lớn hơn công suất yêu cầu của phụ tải để bù đắp lại các tổn thất này.

Dạng đường dây có phụ tải phân bố tập trung đơn giản và sơ đồ thay thế của đường dây nêu trên hình 5.7.



Hình 5.7. Đường dây và sơ đồ thay thế

Do xét tới tổn thất công suất trên đường dây nên công suất cuối đường dây sẽ khác với công suất đầu đường dây.

Ở đây ký hiệu $S'' = P'' + j Q''$ – công suất ở cuối đoạn đường dây;

$S' = P' + j Q'$ – công suất ở đầu đoạn đường dây.

Thông thường ta biết được công suất yêu cầu của phụ tải ở cuối đường dây còn điện áp lại được biết ở đầu đường dây, nghĩa là biết điện áp tại thanh góp nhà máy điện hoặc thanh góp trạm biến áp.

Để tính toán tổn thất công suất trên đường dây, trong lưới cung cấp điện cho phép tính gần đúng bằng cách lấy điện áp bằng điện áp định mức của đường dây. Khi đó tổn thất công suất tác dụng và tổn thất công suất phản kháng được xác định theo các biểu thức sau:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_D &= 3R_D I^2 \\ \Delta Q_D &= 3X_D I^2 \end{aligned} \right\} \quad (5.36)$$

Trong đó: 3 – ba dây của ba pha;
 R_D, X_D – điện trở tác dụng và điện kháng của đường dây;
 I – dòng điện chạy trên đường dây.

Dòng điện được xác định theo biểu thức sau:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U_{dm}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{dm}}$$

Thay giá trị của I vào biểu thức (5.36) ta được:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_D &= 3R_D \cdot \left(\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{dm}} \right)^2 = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} \cdot R_D, \\ \Delta Q_D &= 3X_D \cdot \left(\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{dm}} \right)^2 = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} \cdot X_D \end{aligned} \right\} \quad (5.37a)$$

Trong tính toán, ta tính từ cuối các đoạn đường dây tính dần lên về phía nguồn. Do đó, công thức (5.37a) được viết lại thành:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_D &= \frac{P_D'^2 + Q_D'^2}{U_{dm}^2} \cdot R_D \cdot 10^{-3} \text{ kW} \\ \Delta Q_D &= \frac{P_D'^2 + Q_D'^2}{U_{dm}^2} \cdot X_D \cdot 10^{-3} \text{ kVar} \end{aligned} \right\} \quad (5.37b)$$

Trong đó: P_D', Q_D' – công suất tác dụng và công suất phản kháng ở cuối đoạn đường dây, kW, kVar, theo hình 5.7, $P_D' = p$, $Q_D' = q$;

R_D, X_D – điện trở và điện kháng của đoạn đường dây đó, Ω ;

U_{dm} – điện áp định mức của đường dây hay điện áp định mức của lưới điện, kV.
 Công suất đầu đoạn đường dây sẽ là:

$$\left. \begin{aligned} P_D &= P_D' + \Delta P_D \\ Q_D &= Q_D' + \Delta Q_D \end{aligned} \right\} \quad (5.38)$$

Khi trong lưới có nhiều phụ tải phân bố tập trung, tổn thất công suất tác dụng và tổn thất công suất phản kháng trong lưới sẽ bằng tổng tổn thất công suất trên các phần tử (các đoạn đường dây) và được xác định theo các biểu thức sau:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\Sigma} &= \sum_{i=1}^n \frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{U_{dm}^2} \cdot R_i \\ \Delta Q_{\Sigma} &= \sum_{i=1}^n \frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{U_{dm}^2} \cdot X_i \\ \Delta S_{\Sigma} &= \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} \end{aligned} \right\} \quad (5.39)$$

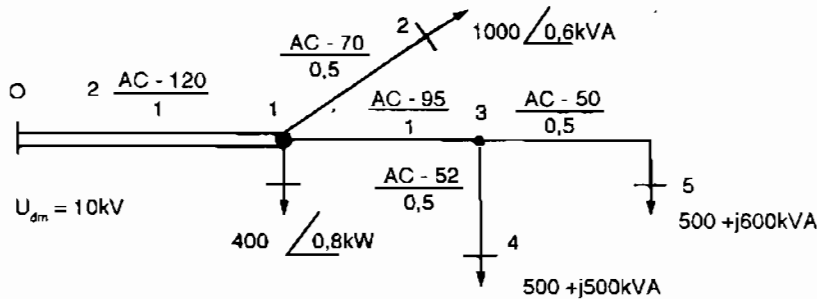
Trong đó P_i', Q_i' – công suất tác dụng và công suất phản kháng truyền tải trên phân tử thứ i ;

R_i, X_i – điện trở và điện kháng của phân tử thứ i đó;

U_{dm} – điện áp định mức của lưới điện.

Ví dụ 5.3

Cho lưới điện có $U_{dm} = 10$ kV có các số liệu trên hình 5.8.

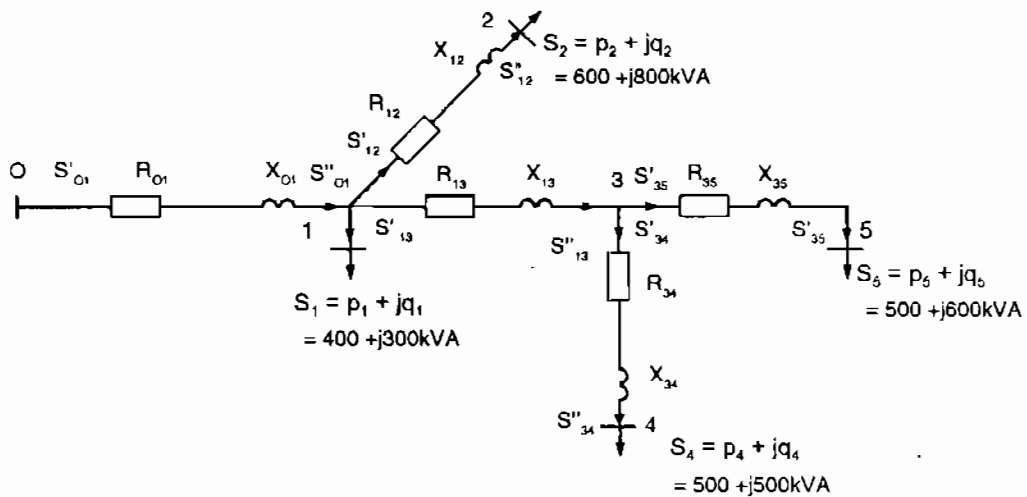


Hình 5.8. Sơ đồ lưới điện (ví dụ 5.3)

Hãy xác định tổn thất công suất tác dụng và tổn thất công suất phản kháng trên các phân tử điện và tìm công suất nguồn cấp.

Giải:

Để giải bài toán, đầu tiên cần thành lập sơ đồ thay thế tính toán (hình 5.9).



Hình 5.9. Sơ đồ thay thế tính toán theo hình 5.8

– Xác định thông số các phần tử theo các công thức (5.2a) và (5.4). Với dây nhôm ta có: $\rho = 31,5 \Omega \text{mm}^2 / \text{kV}$ và với lưới có điện áp định mức $U_{dm} = 10 \text{ kV}$ ta tính điện kháng của các phần tử theo $x_0 = 0,35 \Omega / \text{km}$.

Điện trở, điện kháng của các phần tử được xác định như sau:

$$+ \text{Đoạn 01:} \quad R_{01} = \rho \frac{l_{01}}{2.F_{01}} = 31,5 \cdot \frac{1}{2.120} = 0,131 \Omega$$

$$X_{01} = \frac{x_0 \cdot l_{01}}{2} = \frac{0,35 \cdot 1}{2} = 0,175 \Omega$$

Chú ý: đoạn 01 là đường dây hai mạch nên tổng trở chia đôi (mạch song song).

$$Z_{01} = R_{01} + jX_{01} = 0,131 + j0,175 \Omega.$$

+ Đoạn 1 – 2:

$$R_{12} = 31,5 \frac{0,5}{70} = 0,225 \Omega$$

$$X_{12} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175 \Omega$$

$$Z_{12} = 0,225 + j0,175 \Omega$$

+ Đoạn 1 – 3:

$$R_{13} = 31,5 \frac{1}{95} = 0,332 \Omega$$

$$X_{13} = 0,35 \cdot 1 = 0,350 \Omega$$

$$Z_{13} = 0,332 + j0,350 \Omega$$

+ Đoạn 3 – 4 có tiết diện và độ dài đường dây như nhau nên:

$$R_{34} = R_{35} = 31,5 \frac{0,5}{50} = 0,315 \Omega$$

$$X_{34} = X_{35} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175 \Omega$$

$$Z_{34} = Z_{35} = 0,315 + j0,175 \Omega.$$

– Xác định giá trị công suất của các nút phụ tải:

Với các phụ tải giá trị ghi theo ký hiệu $a \angle b$, kW (kVA) giá trị số a tương ứng với thứ nguyên đi kèm theo, giá trị số b tương ứng với giá trị $\cos \varphi$.

$$+ \text{Nút 1:} \quad p_1 = 400 \text{ kW}$$

$$q_1 = p_1 \cdot \tan \varphi$$

$$\text{với giá trị } \cos \varphi = 0,8 \text{ tính } \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0,8^2} = 0,6 \text{ và tính } \tan \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} = \frac{0,6}{0,8} = 0,75.$$

Do đó:

$$q_1 = 400 \cdot 0,75 = 300 \text{ kVAr}$$

$$s_1 = 400 + j300 \text{ kVA}$$

$$+ \text{Nút 2:} \quad p_2 = S_2 \cdot \cos \varphi = 100 \cdot 0,8 = 600 \text{ kW}$$

$$q_2 = S_2 \cdot \sin \varphi = 1000 \cdot 0,6 = 600 \text{ kVAr}$$

- + Nút 4: $s_2 = 600 + j 800 \text{ kVA}$ hay $s_2 = 1000 \text{ kVA}$ (giá trị mô đun)
 $p_4 = 500 \text{ kW}$
 $q_4 = 500 \text{ kVAr}$
 $s_4 = 500 + j 500 \text{ kVA}$.
- + Nút 5: $p_5 = 500 \text{ kW}$
 $q_5 = 600 \text{ kVAr}$
 $s_5 = 500 + j 600 \text{ kVA}$

Các giá trị phụ tải tính được ghi trên hình 5.9.

– Tính tổn thất công suất trên các đoạn đường dây.

Để tính tổn thất công suất trên các đoạn đường dây, ta thực hiện tính dẫn từ cuối tính lên.

+ Đoạn 3 – 5

$$P_{35}'' = p_5 = 500 \text{ kW}$$

$$Q_{35}'' = q_5 = 600 \text{ kVAr}$$

$$S_{35}'' = 500 + j 600 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_{35} = \frac{P_{35}''^2 + Q_{35}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{35} = \frac{500^2 + 600^2}{10^2} \cdot 0,315 \cdot 10^{-3} = 1,922 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{35} = \frac{P_{35}''^2 + Q_{35}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{35} = \frac{500^2 + 600^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 1,068 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{35} = 1,922 + j 1,068 \text{ kVAr}$$

$$S_{35}' = S_{35}'' + \Delta S_{35} = (500 + j 600) + (1,922 + j 1,068)$$

$$= 501,922 + j 601,068 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 3 – 4:

$$P_{34}'' = p_4 = 500 \text{ kW}$$

$$Q_{34}'' = q_4 = 500 \text{ kVAr}$$

$$S_{34}'' = 500 + j 500 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{34} = \frac{P_{34}''^2 + Q_{34}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{34} = \frac{500^2 + 500^2}{10^2} \cdot 0,315 \cdot 10^{-3} = 1,575 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{34} = \frac{P_{34}''^2 + Q_{34}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{34} = \frac{500^2 + 500^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 0,875 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{34} = 1,575 + j 0,875 \text{ kVA}$$

$$S_{34}' = S_{34}'' + \Delta S_{34} = (500 + j 500) + (1,575 + j 0,875)$$

$$= 501,575 + j 500,875 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 1 – 3:

$$P_{13}'' = P_{34}' + P_{35}' = 501,575 + 501,922 = 1003,497 \text{ kW}$$

$$Q_{13}'' = Q_{34}' + Q_{35}' = 500,875 + 601,068 = 1101,943 \text{ kVAr}$$

$$S_{13}'' = 1003,497 + j 1101,943 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{13} = \frac{P_{13}''^2 + Q_{13}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{13} = \frac{1003,497^2 + 1101,943^2}{10^2} \cdot 0,332 \cdot 10^{-3} = 7,375 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{13} = \frac{P_{13}''^2 + Q_{13}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{13} = \frac{1003,497^2 + 1101,943^2}{10^2} \cdot 0,35 \cdot 10^{-3} = 7,774 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{13} = 7,375 + j7,775 \text{ kVA}$$

$$S'_{13} = S''_{13} + \Delta S_{13} = (1003,497 + j1101,943) + (7,375 + j7,774) \\ = 1010,872 + j1109,717 \text{ kVA}$$

Đoạn 1 – 2: $P_{12}'' = p_2 = 600 \text{ kW}$

$$Q_{12}'' = q_2 = 800 \text{ kVAr}$$

$$S_{12}'' = 600 + j800 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{12} = \frac{600^2 + 800^2}{10^2} \cdot 0,225 \cdot 10^{-3} = 2,250 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{12} = \frac{600^2 + 800^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 1,750 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{12} = 2,25 + j1,750 \text{ kVA}$$

$$S'_{12} = S''_{12} + \Delta S_{12} = (600 + j800) + (2,250 + j1,750) \\ = 602,250 + j801,750 \text{ kVA}$$

Đoạn 0–1: $P_{01}'' = p_1 + P'_{12} + P'_{13} = 400 + 602,250 + 1010,872 = 2013,122 \text{ kW}$

$$Q_{01}'' = q_1 + Q'_{12} + Q'_{13} = 300 + 801,750 + 1109,717 = 2211,467 \text{ kVAr}$$

$$S_{01}'' = P_{01}'' + jQ_{01}'' = 2013,122 + j2211,468 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{01} = \frac{2013,122^2 + 2211,467^2}{10^2} \cdot 0,131 \cdot 10^{-3} = 11,716 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{01} = \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{01} = \frac{2013,122^2 + 2211,467^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 15,650 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{01} = \Delta P_{01} + j\Delta Q_{01} = 11,716 + j15,651 \text{ kVA}$$

$$S'_{01} = S_{01}'' + \Delta S_{01} = (2013,122 + j2211,467) + (11,716 + j15,650) \\ = 2024,838 + j2227,119 \text{ kVA}$$

– Tổng tổn thất công suất trong lưới:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_i = \Delta P_{01} + \Delta P_{12} + \Delta P_{13} + \Delta P_{34} + \Delta P_{35}$$

$$= 11,716 + 2,250 + 7,375 + 1,575 + 1,922 = 24,838 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum \Delta Q_i = \Delta Q_{01} + \Delta Q_{12} + \Delta Q_{13} + \Delta Q_{34} + \Delta Q_{35}$$

$$= 15,651 + 1,750 + 7,775 + 0,875 + 1,066 = 27,117 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} = 24,838 + j27,117 \text{ kVA}$$

– Tổng công suất nguồn cấp:

$$S_0 = \Sigma s_i + \Delta S_{\Sigma} = S'_{01}$$

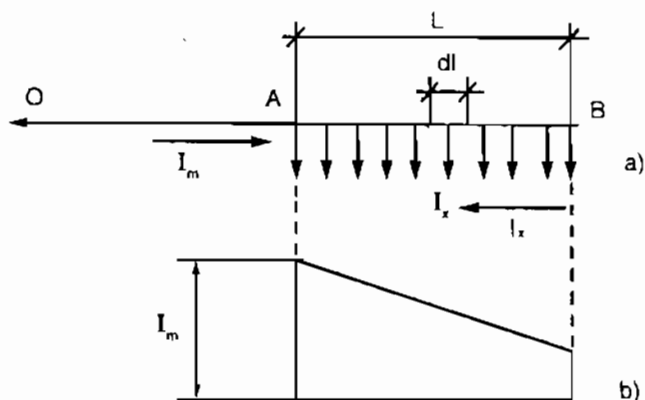
$$= [(400 + 600 + 500 + 500) + j(300 + 800 + 500 + 600)] + (24,838 + j27,117)$$

$$= 2024,838 + j227,117 \text{ kVA}$$

5.2.1.2. Đường dây có phụ tải phân bố đều

Đường dây có phụ tải phân bố đều thường gặp trong lưới điện đô thị (các đường trục dọc theo các dây phố) và lưới điện chiếu sáng. Đường dây này có dạng nêu trên hình 5.10a và dạng phân bố phụ tải theo hình 5.10b.

Tổn thất công suất tác dụng trên đường dây có phụ tải phân bố đều được xác định theo công thức sau:



Hình 5.10. Đường dây có phụ tải phân bố đều

$$\Delta P_D = \int_0^L 3r_0 I_x^2 dl \quad (5.40)$$

trong đó: I_x – dòng điện chạy trên đoạn đường dây dl , A
 r_0 – điện trở của 1km đường dây, Ω/km

Giá trị dòng điện I_x được xác định theo:

$$I_x = \frac{I_m}{L} l_x \quad (5.41)$$

trong đó: I_m – dòng điện tổng ở đầu vào đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều;

L – chiều dài đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều;

l_x – chiều dài đoạn đường dây tính từ cuối đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều đến điểm có phân bố phụ tải I_x .

Thay biểu thức (5.41) vào biểu thức (5.40) ta được:

$$\Delta P_D = \int_0^L 3r_0 \left(\frac{I_m}{L} l_x \right)^2 dl \quad (5.42)$$

Lấy tích phân từ 0 tới L của biểu thức (5.42) ta được:

$$\Delta P_D = \frac{3r_0 I_m^2}{3L^2} \left[l_x^3 \right]_0^L = R_D I_m^2 \quad (5.43)$$

Trong đó: $R_D = r_0 L$ điện trở của đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều.

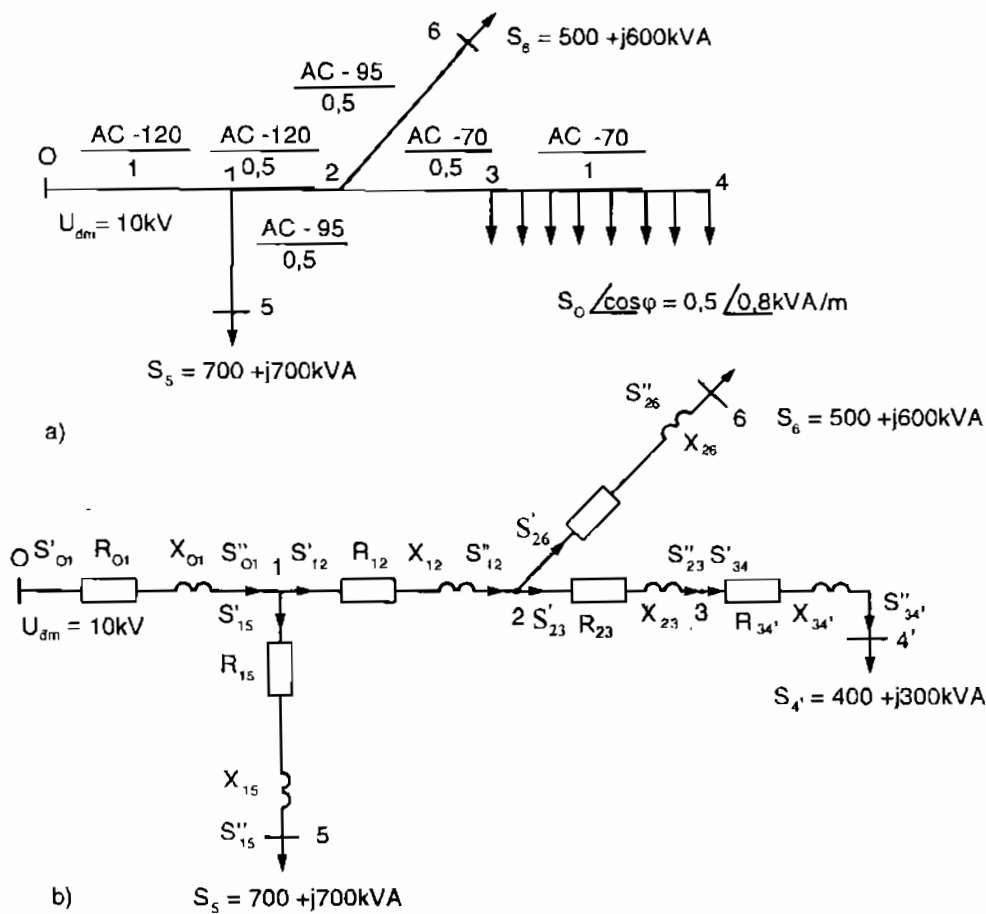
Tổn thất công suất phản kháng trên đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều cũng được tính toán theo các công thức tương tự trên.

So sánh với biểu thức (5.36) tính tổn thất công suất khi có phụ tải phân bố tập trung, ở đây ta thấy không có số 3, nên có thể rút ra kết luận:

Để tính toán tổn thất công suất trên đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều ta thay phụ tải phân bố đều bằng phụ tải tập trung đặt tại 1/3 đoạn phân bố đều về phía nguồn rồi tính toán như đối với phụ tải phân bố tập trung.

Ví dụ 5.4

Cho lưới điện 10kV có các số liệu và phân bố phụ tải nêu trên hình 5.11a và sơ đồ thay thế hình 5.11b.



Hình 5.11. Sơ đồ lưới điện.
a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế tính toán.

Giải:

- Thành lập sơ đồ thay thế tính toán – Hình 5.11b.
- Xác định thông số các phân tử, tính toán tương tự ví dụ 5.3:

$$+ \text{Đoạn } 0 - 1: \quad R_{01} = \rho \frac{\ell_{01}}{F_{01}} = 31,5 \cdot \frac{1}{120} = 0,263\Omega$$

$$X_{01} = x_{01} \ell_{01} = 0,35 \cdot 1 = 0,35\Omega$$

$$+ \text{Đoạn } 1 - 2: \quad R_{12} = 31,5 \cdot \frac{0,5}{120} = 0,132\Omega$$

$$X_{12} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175\Omega$$

$$+ \text{Đoạn } 2 - 3: \quad R_{23} = 31,5 \cdot \frac{0,5}{70} = 0,225\Omega$$

$$X_{23} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175\Omega$$

$$+ \text{Đoạn } 3 - 4: \quad R_{34} = 31,5 \cdot \frac{1}{70} = 0,45\Omega$$

$$X_{34} = 0,35 \cdot 1 = 0,35\Omega$$

$$+ \text{Đoạn 1 - 5: } R_{15} = 31,5 \cdot \frac{0,5}{95} = 0,166\Omega$$

$$X_{15} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175\Omega$$

$$+ \text{Đoạn 2 - 6: } R_{26} = 31,5 \cdot \frac{0,5}{95} = 0,166\Omega$$

$$X_{26} = 0,35 \cdot 0,5 = 0,175\Omega$$

– Xác định công suất ở các nút phụ tải:

Số liệu đã cho:

$$+ \text{Nút 5: } s_5 = 700 + j 700\text{kVA.}$$

$$+ \text{Nút 6: } s_6 = 500 + j 600\text{kVA.}$$

+ Nút 4: Cho phụ tải phân bố đều có $s_0 = 0,5\text{kVA/m}$, $\cos \varphi = 0,8$, chiều dài đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều $l_{34} = 1\text{km} = 1000\text{m}$. Phụ tải tập trung được xác định theo:

$$p_{4'} = s_0 \cdot \cos \varphi \cdot l_{34} = 0,5 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 400\text{kW}$$

$$q_{4'} = s_0 \sin \varphi \cdot l_{34} = 0,5 \cdot 0,6 \cdot 1000 = 300\text{kVAr.}$$

$$s_{4'} = p_{4'} + j q_{4'} = 400 + j 300\text{kVA.}$$

Đoạn 3 - 4' có chiều dài: $l_{34'} = \frac{1}{3} l_{34} = \frac{1}{3} \cdot 1 = 0,33\text{km}$ nên $R_{34'} = \frac{1}{3} R_{34} = 0,45/3 = 0,15\Omega$

$$X_{34'} = \frac{1}{3} X_{34} = 0,35/3 = 0,117\Omega$$

– Tính tổn thất công suất trên các đoạn đường dây:

+ Đoạn 3 - 4: Phụ tải phân bố đều thay bằng phụ tải tập trung đặt tại điểm 4'.

$$P_{34'}'' = p_{4'} = 400\text{kW}$$

$$Q_{34'}'' = q_{4'} = 300\text{kVAr}$$

$$S_{34'}'' = 400 + j 300\text{kVA}$$

$$\Delta P_{34'} = \frac{P_{34'}''^2 + Q_{34'}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{34'} = \frac{400^2 + 300^2}{10^2} \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} = 0,375\text{kW,}$$

$$\Delta P_{34'} = \frac{P_{34'}''^2 + Q_{34'}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{34'} = \frac{400^2 + 300^2}{10^2} \cdot 0,117 \cdot 10^{-3} = 0,293\text{kVAr}$$

$$\Delta S_{34'} = 0,375 + j 0,293\text{kVA}$$

$$S_{34'}' = S_{34'}'' + \Delta S_{34'}' = (400 + j 300) + (0,375 + j 0,293) \\ = 400,375 + j 300,293\text{kVA}$$

+ Đoạn 2 - 3:

$$P_{23}'' = P_{34'}' = 400,375\text{ kW}$$

$$Q_{23}'' = Q_{34'}' = 300,293\text{kVAr}$$

$$S_{23}'' = 400,375 + j 300,293\text{ kVA}$$

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{23}''^2 + Q_{23}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{23} = \frac{400,375^2 + 300,293^2}{10^2} \cdot 0,225 \cdot 10^{-3} = 0,564 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}''^2 + Q_{23}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{23} = \frac{400,375^2 + 300,293^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 0,438 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{23} = 0,564 + j0,438 \text{ kVA}$$

$$S'_{23} = S''_{23} + \Delta S_{23} = (400,375 + j300,293) + (0,564 + j0,438) \\ = 400,939 + j300,731 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 2 – 6:

$$P''_{26} = p_6 = 500 \text{ kW}$$

$$Q''_{26} = q_6 = 600 \text{ kVAr}$$

$$S''_{26} = 500 + j600 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{26} = \frac{P_{26}''^2 + Q_{26}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{26} = \frac{500^2 + 600^2}{10^2} \cdot 0,166 \cdot 10^{-3} = 1,013 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{26} = \frac{P_{26}''^2 + Q_{26}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{26} = \frac{500^2 + 600^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 1,068 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{26} = 1,013 + j1,068 \text{ kVA}$$

$$S'_{26} = S''_{26} + \Delta S_{26} = (500 + j600) + (1,013 + j1,068) \\ = 501,013 + j601,068 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 1 – 2:

$$P''_{12} = P'_{26} + P'_{23} = 501,013 + 400,939 = 901,952 \text{ kW}$$

$$Q''_{12} = Q'_{26} + Q'_{23} = 601,068 + 300,731 = 901,799 \text{ kVAr}$$

$$S''_{12} = 901,952 + j901,799 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{12} = \frac{901,952^2 + 901,799^2}{10^2} \cdot 0,132 \cdot 10^{-3} = 2,147 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{12} = \frac{901,952^2 + 901,799^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 2,847 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{12} = 2,147 + j2,847 \text{ kVA}$$

$$S'_{12} = S''_{12} + \Delta S_{12} = (901,952 + j901,799) + (2,147 + j2,847) \\ = 904,099 + j904,646 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 1 – 5:

$$P''_{15} = p_5 = 700 \text{ kW}$$

$$Q''_{15} = q_5 = 700 \text{ kVAr}$$

$$S''_{15} = 700 + j700 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{15} = \frac{P_{15}''^2 + Q_{15}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{15} = \frac{700^2 + 700^2}{10^2} \cdot 0,166 \cdot 10^{-3} = 1,627 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{15} = \frac{P_{15}''^2 + Q_{15}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{15} = \frac{700^2 + 700^2}{10^2} \cdot 0,175 \cdot 10^{-3} = 1,715 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{15} = 1,627 + j1,715$$

$$S'_{15} = S''_{15} + \Delta S_{15} = (700 + j700) + (1,627 + j1,715) \\ = 701,627 + j701,715 \text{ kVA}$$

+ Đoạn 0 – 1

$$P'_{01} = P'_{15} + P'_{12} = 701,627 + 904,099 = 1605,726 \text{ kW}$$

$$Q'_{01} = Q'_{15} + Q'_{12} = 701,715 + 904,646 = 1606,361 \text{ kVAr}$$

$$S''_{01} = 1605,726 + j1606,361 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{01} = \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{01} = \frac{1605,726^2 + 1606,361^2}{10^2} \cdot 0,263 \cdot 10^{-3} = 3,368 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{01} = \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{01} = \frac{1605,726^2 + 1606,361^2}{10^2} \cdot 0,35 \cdot 10^{-3} = 18,056 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{01} = 13,368 + j18,056 \text{ kVA}$$

$$S'_{01} = S''_{01} + \Delta S_{01} = (1605,726 + j1606,361) + (13,368 + j18,056) \\ = 1619,094 + j1624,417 \text{ kVA}$$

Tổng tổn thất công suất trong lưới:

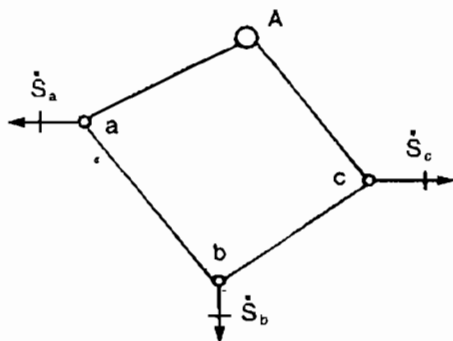
$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_i = \Delta P_{01} + \Delta P_{12} + \Delta P_{15} + \Delta P_{26} + \Delta P_{23} + \Delta P_{34} \\ = 13,368 + 2,147 + 1,627 + 1,013 + 0,564 + 0,375 = 19,094 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum \Delta Q_i = \Delta Q_{01} + \Delta Q_{12} + \Delta Q_{15} + \Delta Q_{26} + \Delta Q_{23} + \Delta Q_{24} \\ = 18,056 + 2,847 + 1,715 + 1,068 + 0,438 + 0,293 = 24,417 \text{ kVAr}$$

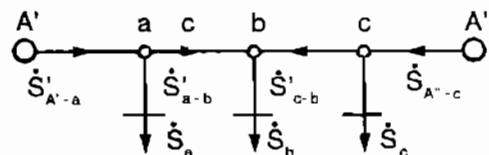
$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} = 19,094 + j24,417 \text{ kVA}$$

5.2.1.3. Đường dây mạch vòng có hai đầu cung cấp điện

Lưới điện kín đơn giản nhất là lưới điện chỉ có một mạch vòng (hình 5.12) hoặc đường dây có hai đầu cung cấp điện (hình 5.13).



Hình 5.12. Sơ đồ mạch vòng



Hình 5.13. Sơ đồ đường dây có hai đầu cung cấp điện

Lưới điện kín có một mạch vòng được coi như là một đường dây có hai đầu cung cấp điện với điện áp hai đầu bằng nhau cả về trị số lẫn góc lệch pha.

Việc tính toán đường dây có hai đầu cung cấp điện được thực hiện theo 2 giai đoạn:

– Giai đoạn thứ nhất, với đường dây đã biết cấu trúc, nghĩa là xác định được tổng trở của các đoạn đường dây, ta tiến hành xác định gần đúng phân bố luồng công suất trên

các đoạn đường dây. Khi đó, luồng công suất trên các đoạn đường dây được xác định dựa theo các phương trình sau (với giả thiết chiều của luồng công suất theo hình 5.13):

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{A-a} - \dot{S}_{ab} &= \dot{S}_a; \\ \dot{S}_{ab} + \dot{S}_{cb} &= \dot{S}_b; \\ \dot{S}_{A''-c} - \dot{S}_{cb} &= \dot{S}_c; \\ \dot{S}_{A-a} Z_{A''-a}^* + \dot{S}_{ab} Z_{ab}^* - \dot{S}_{cb} Z_{cb}^* - \dot{S}_{A''-c} Z_{A''-c}^* &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (5.44)$$

Ba phương trình đầu tiên trong (5.44) biểu diễn cân bằng công suất ở các nút a, b, c theo định luật Kiéc hốp 1.

Phương trình cuối cùng biểu diễn gần đúng tổng điện áp giáng từ nút A' đến nút A'' bằng không theo định luật Kiéc hốp 2.

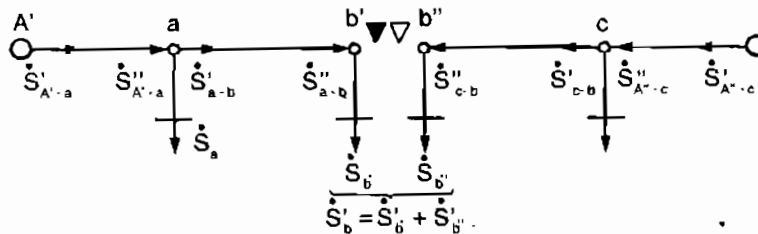
Trong đó, Z_i^* – tổng trở phức liên hợp của các đoạn đường dây.

Từ các phương trình (5.44) cho phép xác định được công suất $\dot{S}_{A-a}$ và $\dot{S}_{A''-c}$ ở đầu các đoạn đường dây có hai đầu cung cấp điện :

$$\left. \begin{aligned} \dot{S}_{A'-a} &= \frac{\dot{S}_a Z_{A''-a}^* + \dot{S}_b Z_{A''-b}^* + \dot{S}_c Z_{A''-c}^*}{Z_{A'A''}^*} \\ \dot{S}_{A''-c} &= \frac{\dot{S}_a Z_{A'-a}^* + \dot{S}_b Z_{A'-b}^* + \dot{S}_c Z_{A'-c}^*}{Z_{A'A''}^*} \end{aligned} \right\} \quad (5.45)$$

Sau khi đã xác định được công suất ở một trong các đoạn đầu đường dây, dễ dàng xác định được công suất của các đoạn còn lại bằng phương trình cân bằng công suất tại các nút phụ tải theo định luật Kiéc hốp 1. Để kiểm tra kết quả tính toán, cần tính công suất trên tất cả hai đoạn đầu theo (5.45). Tổng hai công suất này bằng tổng công suất của toàn phụ tải.

Nút nhận công suất từ hai phía được gọi là điểm phân công suất. Trong trường hợp tổng quát điểm phân công suất tác dụng (ký hiệu ∇) và điểm phân công suất phản kháng (ký hiệu ∇) không trùng nhau.



Hình 5.14. Tách đường dây có hai đầu cung cấp điện thành hai phần để tính toán

– Giai đoạn thứ hai, tiến hành tách lưới điện thành hai phần tại điểm phân công suất (hình 5.14). Nếu điểm phân công suất tác dụng và phản kháng không trùng nhau thì tách lưới điện tại điểm phân công suất tác dụng. Khi đó công suất tại cuối các phần tử ab' và cb'' lấy bằng công suất $\dot{S}_{ab}$ và $\dot{S}_{cb}$ đã tính được ở giai đoạn thứ nhất:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{ab} &= \dot{S}_{b'} = \dot{S}_{ab}; \\ \dot{S}_{cb} &= \dot{S}_{b''} = \dot{S}_{cb}; \end{aligned}$$

Sau khi đã tách lưới thành hai phần, việc tính toán tổn thất công suất được tiến hành giống như tính toán đối với đường dây có phụ tải phân bố tập trung như đã trình bày ở phần trên.

Trong trường hợp đường dây có hai đầu cung cấp điện là đồng nhất, nghĩa là tất cả các đoạn đường dây có điện trở và điện kháng thoả mãn mối quan hệ.

$$R_i / X_i = m = \text{const}$$

trong đó: R_i , X_i – điện trở và điện kháng của đoạn đường dây thứ i , việc tính toán phân bố công suất ở hai đoạn đầu đường dây được xác định theo các biểu thức số thực (theo khoảng cách l):

$$\left. \begin{aligned} P_{A'-a} &= \frac{P_a l_{A''-a} + P_b l_{A''-b} + P_c l_{A''-c}}{l_{A'-A''}} \\ Q_{A'-a} &= \frac{Q_a l_{A''-a} + Q_b l_{A''-b} + Q_c l_{A''-c}}{l_{A'-A''}}; \\ P_{A''-c} &= \frac{P_a l_{A'-a} + P_b l_{A'-b} + P_c l_{A'-c}}{l_{A'-A''}} \\ Q_{A''-c} &= \frac{Q_a l_{A'-a} + Q_b l_{A'-b} + Q_c l_{A'-c}}{l_{A'-A''}} \end{aligned} \right\} \quad (5.46)$$

Trong đó: P_a , P_b , P_c , Q_a , Q_b , Q_c – công suất tác dụng và công suất phản kháng tại các nút a , b , c ;

$l_{A'-a}$, $l_{A'-b}$, $l_{A'-c}$, $l_{A''-a}$, $l_{A''-b}$, $l_{A''-c}$ – khoảng cách từ các nút A' , A'' tới các nút a , b , c .

Công thức (5.46) cũng được dùng để xác định phân bố công suất sơ bộ khi vạch phương án cung cấp điện. Vì chưa biết phân bố công suất, chưa tính được dòng điện để lựa chọn tiết diện dây dẫn, do đó chưa xác định được điện trở và điện kháng của đường dây.

Ngoài ra, khi tính toán lưới điện vòng không đồng nhất hoặc đường dây có hai đầu cung cấp điện, có thể dùng phương pháp tách sơ đồ mà không dùng các biểu thức phức theo (5.45). Nội dung của phương pháp này là tính toán riêng phân bố công suất tác dụng và công suất phản kháng trong lưới điện.

Khi đó, phân bố công suất tác dụng được tiến hành chủ yếu theo điện kháng của các đoạn, còn phân bố công suất phản kháng được tiến hành chủ yếu theo điện trở của các đoạn dựa theo các biểu thức sau:

$$\left. \begin{aligned} P_{A'-a} &= \frac{P_a X_{A''-a} + P_b X_{A''-b} + P_c X_{A''-c}}{X_{A'-A''}} \\ Q_{A'-a} &= \frac{Q_a R_{A''-a} + Q_b R_{A''-b} + Q_c R_{A''-c}}{R_{A'-A''}}; \\ P_{A''-c} &= \frac{P_a X_{A'-a} + P_b X_{A'-b} + P_c X_{A'-c}}{X_{A'-A''}} \\ Q_{A''-c} &= \frac{Q_a R_{A'-a} + Q_b R_{A'-b} + Q_c R_{A'-c}}{R_{A'-A''}} \end{aligned} \right\} \quad (5.47)$$

Biểu thức (5.47), tính toán kém chính xác hơn biểu thức (5.45) nhưng việc tính

toán đơn giản hơn. Sai số trong tính toán khi sử dụng phương pháp tách sơ đồ trong tính toán thực tế hoàn toàn cho phép trong các tính toán kỹ thuật.

5.2.2. Tính toán tổn thất điện năng trên đường dây

5.2.2.1. Tổn thất điện năng

Tổn thất điện năng thường chỉ xét tới tổn thất điện năng tác dụng do tổn thất công suất tác dụng gây nên theo ý nghĩa về mặt kinh tế. Vì muốn phát ra công suất tác dụng để bù lại tổn thất công suất tác dụng trong lưới, các nhà máy điện phải tiêu tổn năng lượng và nhiên liệu sơ cấp để chạy các máy phát điện.

Tổn thất điện năng trong lưới và trên các đường dây được xác định theo biểu thức

$$\text{và} \quad \left. \begin{aligned} \Delta A_D &= \Delta P_D \cdot \tau \\ \Delta A_{DS} &= \sum_{i=1}^n \Delta P_{Di} \cdot \tau_i \end{aligned} \right\} \quad (5.48)$$

Trong đó: ΔA_{DS} – tổng tổn thất điện năng trong lưới, kWh

ΔP_{Di} – tổn thất công suất tác dụng trên đoạn đường dây thứ i , kW;

τ_i – thời gian tổn thất công suất cực đại của đoạn đường dây thứ i , h; n – số phần tử (số đoạn đường dây) trong lưới.

Thời gian tổn thất công suất cực đại là hàm phụ thuộc vào thời gian sử dụng công suất cực đại và giá trị $\cos \varphi$.

$$\tau_{\max} = f(T_{\max}, \cos \varphi)$$

Giá trị $\tau_{\max}$ có thể tra trong các sổ tay kỹ thuật theo thời gian sử dụng công suất cực đại của các hộ tiêu thụ hoặc tính gần đúng theo biểu thức:

$$\tau_{\max} = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad \text{h}$$

Nếu đoạn đường dây cung cấp cho một vài hộ tiêu thụ có $\tau_{\max}$ và $T_{\max}$ khác nhau thì thời gian tổn thất công suất cực đại của đường dây được xác định theo thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân theo biểu thức:

$$\tau_{bq} = \frac{\sum_{i=1}^n \tau_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (5.49)$$

trong đó, n – số hộ tiêu thụ;

τ_i , P_i – thời gian tổn thất công suất cực đại và công suất của hộ tiêu thụ thứ i .

5.2.2.2. Chi phí tổn thất điện năng

Chi phí cho tổn thất điện năng trong lưới hoặc trên đường dây được xác định theo biểu thức:

$$Z_{\Delta A} = c \Delta A, \text{ đ/năm} \quad (5.50)$$

trong đó: ΔA – tổn thất điện năng trong lưới hoặc trên đường dây, kWh

c – giá tiền tổn thất điện năng, đ/kWh.

Ví dụ 5.5

Cho lưới điện và các số liệu tính toán nêu trên hình 5.8 và các kết quả tính toán về tổn thất công suất của các đoạn đường dây trong ví dụ 5.3. Hãy xác định tổn thất điện năng và chi phí cho tổn thất điện năng trong lưới điện đó. Thời gian tổn thất công suất cực đại của các hộ tiêu thụ như sau: $T_1 = 4500\text{h}$, $T_2 = 3500\text{h}$, $T_4 = 4800\text{h}$, $T_5 = 3800\text{h}$.

Giá tiền tổn thất điện năng $c = 1000 \text{ đ/kWh}$.

Giải:

– Tính tổn thất điện năng trên các đoạn đường dây.

+ Đoạn 3 – 5: Có $\Delta P_{35} = 1,922 \text{ kW}$, $\tau_5 = 3800\text{h}$.

$$\Delta A_{35} = \Delta P_{35} \cdot \tau_5 = 1,922 \cdot 3800 = 7303,6 \text{ kWh}.$$

+ Đoạn 3 – 4: Có $\Delta P_{34} = 1,575 \text{ kW}$, $\tau_4 = 4800\text{h}$.

$$\Delta A_{34} = \Delta P_{34} \cdot \tau_4 = 1,575 \cdot 4800 = 7,560 \text{ kWh}.$$

+ Đoạn 1 – 3: $\Delta P_{13} = 7,375 \text{ kW}$.

Thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân của đoạn 1 – 3:

$$\tau_{13} = \frac{\tau_5 \cdot P_5 + \tau_4 \cdot P_4}{P_5 + P_4} = \frac{500 \cdot 3800 + 500 \cdot 4800}{500 + 500} = 4300\text{h}.$$

$$\Delta A_{13} = \Delta P_{13} \cdot \tau_{13} = 7,375 \cdot 4300 = 31712,5 \text{ kWh}$$

+ Đoạn 1 – 2: Có $\Delta P_{12} = 2,250 \text{ kW}$, $\tau_2 = 3500\text{h}$.

$$\Delta A_{12} = \Delta P_{12} \cdot \tau_2 = 2,250 \cdot 3500 = 7875 \text{ kWh}.$$

+ Đoạn 0 – 1: Có $\Delta P_{01} = 11,716 \text{ kW}$.

Thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân của đoạn 0 – 1:

$$\tau_{01} = \frac{P_1 \cdot \tau_1 + P_2 \cdot \tau_2 + P_4 \cdot \tau_4 + P_5 \cdot \tau_5}{P_1 + P_2 + P_4 + P_5} \\ = \frac{400 \cdot 4500 + 600 \cdot 3500 + 500 \cdot 4800 + 500 \cdot 3800}{400 + 600 + 500 + 500} = 4100\text{h}.$$

$$\Delta A_{01} = \Delta P_{01} \cdot \tau_{01} = 11,716 \cdot 4100 = 48035,6 \text{ kWh}$$

– Tổn thất điện năng trong lưới:

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{01} + \Delta A_{12} + \Delta A_{13} + \Delta A_{34} + \Delta A_{35} \\ = 48035,6 + 7875 + 31712,5 + 7560 + 7303,6 = 102486,7 \text{ kWh}$$

– Chi phí cho tổn thất điện năng trong lưới:

$$Z_{\Delta A} = \Delta A_{\Sigma} \cdot c = 102486,7 \cdot 1000 = 102,4867 \cdot 10^6 \text{ đồng/năm}.$$

5.3. TÍNH TỔN THẤT CÔNG SUẤT VÀ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRONG MÁY BIẾN ÁP

5.3.1. Tổn thất công suất trong máy biến áp hai dây cuốn

Tổn thất công suất trong máy biến áp gồm có 2 thành phần:

5.3.1.1. Thành phần ngang trục

Thành phần ngang trục được đặc trưng bởi tổn thất công suất tác dụng do đốt nóng lõi thép MBA (ΔP_0) và tổn thất do mất mát công suất phản kháng để từ hoá lõi thép MBA (ΔQ_0). Các tổn thất này được gọi chung là tổn thất không tải trong MBA (ΔS_0) và được xác định theo biểu thức:

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j \Delta Q_0, \text{kVA} \quad (5.51)$$

trong đó, ΔP_0 – số liệu do nhà chế tạo cho khi làm thí nghiệm không tải MBA, kW;

ΔQ_0 – được xác định theo biểu thức.

$$\Delta Q_0 = \frac{i_0 \%}{100} \cdot S_{\text{đmB}}, \text{kVAr} \quad (5.52)$$

Ở đây: $S_{\text{đm}}$ – công suất định mức MBA, kVA

$i_0\%$ – dòng điện không tải phần trăm, số liệu do nhà chế tạo cho khi làm thương hiệu MBA không tải.

Tổn thất công suất không tải không phụ thuộc vào chế tạo tải của MBA.

5.3.1.2. Thành phần dọc trục

Thành phần dọc trục được đặc trưng bởi tổn thất công suất tác dụng do đốt nóng các cuộn dây MBA (ΔP_{cu}) và tổn thất công suất phản kháng do mất mát từ thông móc vòng giữa các cuộn dây (ΔQ_{cu}). Các tổn thất này được gọi chung là tổn thất công suất trong dây cuốn MBA và được xác định theo biểu thức.

$$\Delta S_{\text{cu}} = \Delta P_{\text{cu}} + j \Delta Q_{\text{cu}}, \text{kVA} \quad (5.53)$$

trong đó, ΔP_{cu} được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P_{\text{cu}} = \Delta P_N \left(\frac{S}{S_{\text{đmB}}} \right)^2, \text{kW} \quad (5.54a)$$

$$\Delta Q_{\text{cu}} = \Delta Q_N \left(\frac{S}{S_{\text{đmB}}} \right)^2, \text{kVAr} \quad (5.54b)$$

Ở đây ΔP_N – tổn thất công suất tác dụng khi làm thí nghiệm ngắn mạch MBA do nhà chế tạo cho, kW;

ΔQ_N – tổn thất công suất phản kháng trong cuộn dây MBA, được xác định theo:

$$\Delta Q_N = \frac{U_N \%}{100} \cdot S_{\text{đmB}}, \text{kVAr} \quad (5.54c)$$

$U_N\%$ – điện áp ngắn mạch phần trăm do nhà chế tạo cho khi làm thí nghiệm MBA;

S – công suất tải qua máy biến áp, kVA;

$S_{\text{đmB}}$ – công suất định mức của biến áp, kVA.

Tổn thất công suất trong dây cuốn MBA phụ thuộc vào chế độ mang tải.

5.3.1.3. Tổng tổn thất công suất trong MBA

Khi có n máy biến áp làm việc song song, tổng tổn thất công suất trong các MBA được xác định theo các biểu thức sau:

$$\Delta P_B = n\Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{n} \left(\frac{S}{S_{dmB}} \right)^2, kW \quad (5.55a)$$

$$\Delta Q_B = n\Delta Q_0 + \frac{\Delta Q_N}{n} \left(\frac{S}{S_{dmB}} \right)^2, kVAr \quad (5.55b)$$

$$\Delta S_B = \Delta P_B + j\Delta Q_B, kVA \quad (5.55c)$$

5.3.2. Tổn thất điện năng trong máy biến áp hai dây cuốn

Cũng như tổn thất điện năng trên đường dây, tổn thất điện năng trong máy biến áp cũng chỉ xét tới tổn thất điện năng tác dụng theo ý nghĩa kinh tế.

5.3.2.1. Trạm có một máy biến áp

Với trạm có 1MBA, tổn thất điện năng trong MBA được xác định theo biểu thức:

$$\Delta A_B = \Delta P_0.t + \Delta P_N \left(\frac{S}{S_{dmB}} \right)^2 \tau, kWh \quad (5.56a)$$

5.3.2.2. Trạm có n máy biến áp

Khi trạm có n MBA làm việc song song, tổn thất điện năng trong các MBA xác định theo:

$$\Delta A_B = n\Delta P_0 t + \frac{\Delta P_N}{n} \left(\frac{S}{S_{dmB}} \right)^2 \tau, kWh \quad (5.56b)$$

Trong các biểu thức trên, t – thời gian đóng MBA vào lưới, h,

Nếu đóng MBA vào lưới suốt năm, t = 8760h,

τ – Thời gian tổn thất công suất cực đại, h, thời gian này được xác định theo chế độ làm việc của các hộ tiêu thụ (T_{max}) hoặc theo τ_{iq} khi MBA cung cấp cho nhiều hộ tiêu thụ.

Ở đây, cần lưu ý tới điều kiện làm việc song song của các MBA. Các MBA muốn làm việc song song phải thoả mãn ba điều kiện.

– Tỷ số biến k của các máy biến áp phải bằng nhau, nghĩa là các MBA phải có điện áp sơ cấp bằng nhau và điện áp thứ cấp bằng nhau.

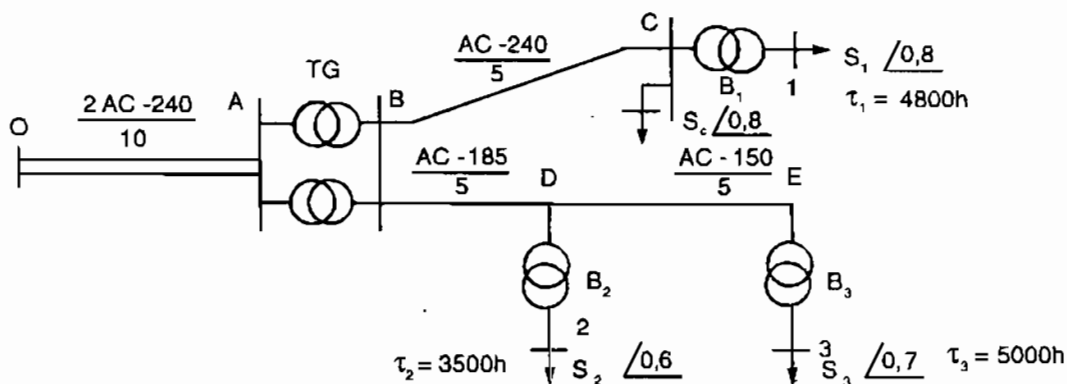
– Điện áp ngắn mạch phần trăm – $U_N\%$ của các máy biến áp phải như nhau.

– Tổ nối dây của các MBA phải giống nhau.

Cần lưu ý khi tính toán tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong lưới điện có cả đường dây và MBA thì nên tính riêng cho từng đối tượng: đường dây riêng và máy biến áp riêng để tránh nhầm lẫn, hoặc bỏ sót thành phần tổn thất không tải của MBA khi tính tổn thất điện năng.

Vi dụ 5.6

Cho lưới điện nêu trên hình 5.15. Yêu cầu xác định tổn thất công suất, tổn thất điện năng và chi phí cho tổn thất điện năng trong lưới.



Hình 5.15. Sơ đồ nguyên lý lưới điện (ví dụ 5.6)

– Thông số của các trạm biến áp.

+ Trạm trung gian:

$$2.S_{dmTG} = 2.1800 \text{ kVA}; U_{dm} = 35/10\text{kV}$$

$$\Delta P_0 = 8,3\text{kW}; \Delta P_N = 24\text{kW}; U_N\% = 6,5\%; i_0\% = 1,5\%.$$

+ Các trạm biến áp phụ tải:

$$S_{dmB1} = S_{dmB2} = S_{dmB3} = 1000\text{kVA}; U_{dm} = 10/0,4\text{kV}$$

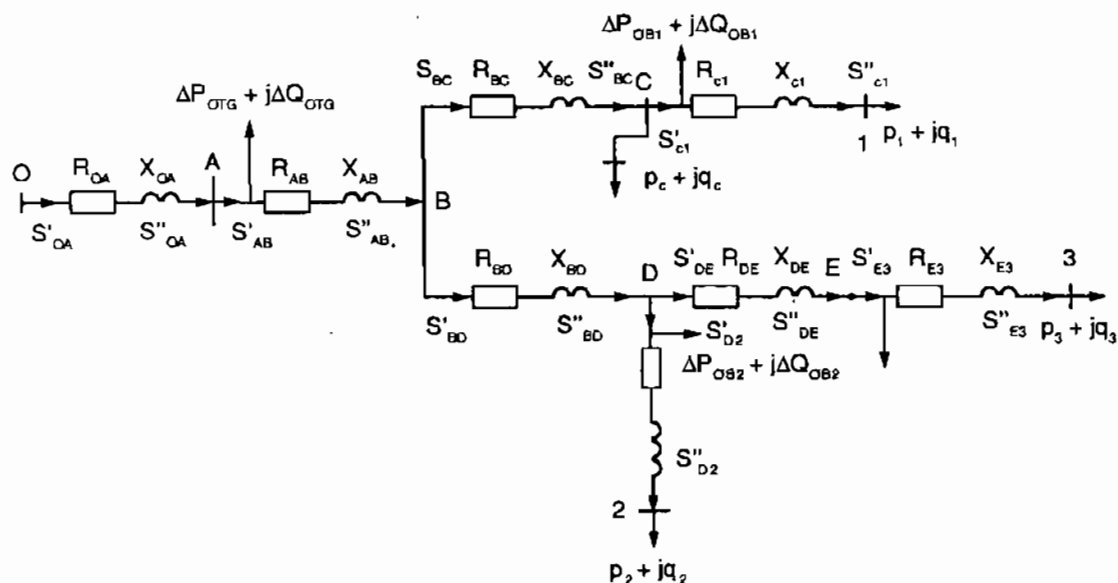
$$\Delta P_0 = 2,45; \Delta P_N = 12,2 \text{ kW}; U_N\% = 6,5\%; i_0\% = 1,5\%.$$

– Thông số của phụ tải:

+ $S_1 = 800\text{kVA}$; $S_2 = 750\text{kVA}$; $S_3 = 600\text{kVA}$; $S_c = 700\text{kVA}$.

Giải:

– Thành lập sơ đồ thay thế tính toán – sơ đồ thay thế tính toán nêu trên hình 5.16.



Hình 5.16. Sơ đồ thay thế tính toán (ví dụ 5.6)

– Tính thông số của các phần tử:

+ Điện tử, điện kháng của các đoạn đường dây:

$$R_{0A} = \rho \frac{\ell_{0A}}{2F_{0A}} = 31,5 \frac{10}{2.240} = 0,66\Omega,$$

$$X_{0A} = X_0 \ell_{0A} = 0,38.10 = 3,8\Omega;$$

$$R_{BC} = 31,5 \cdot \frac{5}{240} = 0,66\Omega; X_{BC} = 0,35.5 = 1,75\Omega;$$

$$R_{BD} = 31,5 \cdot \frac{5}{185} = 0,85\Omega; X_{BD} = 0,35.5 = 1,75\Omega;$$

$$R_{DE} = 31,5 \cdot \frac{5}{150} = 1,05\Omega; X_{DE} = 0,35.5 = 1,75\Omega.$$

+ Điện trở điện kháng MBA:

$$R_{BTG} = \frac{\Delta P_N}{2} \cdot \left(\frac{U_{dmB}}{S_{dmBT}} \right)^2 = \frac{24}{2} \left(\frac{35}{1800} \right)^2 \cdot 10^3 = 4,54\Omega,$$

$$X_{BTG} = \frac{U_{th}\%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmBT}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{35^2}{2.100} \cdot 10^3 = 22,12\Omega.$$

$$R_{B1} = R_{B2} = R_{B3} = \Delta P_N \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} = 12,2 \cdot \frac{10^2}{100^2} \cdot 10^3 = 1,22\Omega$$

$$X_{B1} = X_{B2} = X_{B3} = \frac{U_N\%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10^2}{1000} \cdot 10^3 = 6,5\Omega.$$

– Xác định phụ tải của các trạm biến áp B_1, B_2, B_3 và phụ tải cao áp S_c :

$$S_1 = 800\text{kVA}, \text{ với } \cos \varphi = 0,8 \text{ ta có } \sin \varphi = 0,6.$$

$$S_1 = p_1 + jq_1 = 800.0,8 + j 800.0,6 = 640 + j480\text{kVA}.$$

$$S_2 = 750\text{kVA}, \text{ với } \cos \varphi = 0,6 \text{ ta có } \sin \varphi = 0,8$$

$$S_2 = p_2 + jq_2 = 750.0,6 + j750.0,8 = 450 + j600\text{kVA},$$

$$S_3 = 600\text{kVA}, \text{ với } \cos \varphi = 0,7 \text{ ta có } \sin \varphi \approx 0,7$$

$$S_3 = p_3 + jq_3 = 600.0,7 + j600.0,7 = 420 + j420\text{kVA}.$$

$$S_c = 700\text{kVA} \text{ với } \cos \varphi = 0,8 \text{ ta có } \sin \varphi = 0,6.$$

$$S_c = p_c + jq_c = 700.0,8 + j700.0,6 = 560 + j420\text{kVA}.$$

– Xác định công suất không tải của các máy biến áp:

$$\begin{aligned} \Delta S_{0TG} &= 2(\Delta P_{0TG} + j\Delta Q_{0TG}) = 2 \left(\Delta P_{0TG} + j \frac{i_0\%}{100} S_{dmBTG} \right) \\ &= 2 \left(8,3 + j \frac{5}{100} 1800 \right) = 16,6 + j180\text{kVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{0B1} &= \Delta S_{0B2} = \Delta S_{0B3} = (\Delta P_{0B} + j\Delta Q_{0B}) = \Delta P_{0B} + j \frac{i_0\%}{100} S_{dmB} \\ &= 2,45 + \frac{1,5}{100} \cdot 100 = 2,45 + j15\text{kVA}. \end{aligned}$$

– Tính tổn thất công suất trong các MBA phụ tải:

Để tính tổn thất công suất trong các máy biến áp nên sử dụng các công thức trong các biểu thức (5.55a, b, c) mà không nên dùng các công thức tính theo điện trở, điện kháng MBA để tránh phải đề cập tới các cấp điện áp của MBA.

+ Máy biến áp B₁:

$$\Delta P_{B1} = \Delta P_0 + j\Delta P_N \cdot \left(\frac{S_1}{S_{dmB1}} \right)^2 = 2,45 + 12,2 \cdot \left(\frac{800}{1000} \right)^2 = 10,258 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{B1} &= \Delta Q_0 + \Delta Q_N \cdot \left(\frac{S_1}{S_{dmB1}} \right)^2 = \frac{i_0 \%}{100} S_{dmB1} + \frac{U_N \%}{100} \frac{S_1^2}{S_{dmB1}} \\ &= \frac{1,5}{100} \cdot 1000 + \frac{6,5}{100} \cdot \frac{800^2}{1000} = 15 + 41,5 = 56,6 \text{ kVAr} \end{aligned}$$

+ Máy $\Delta S_{B1} = \Delta P_{B1} + j\Delta Q_{B1} = 10,258 + j56,6 \text{ kVA}.$

+ Máy biến áp B₂: Tính tương tự trên ta có:

$$\Delta P_{B2} = 2,45 + 12,2 \cdot \left(\frac{750}{1000} \right)^2 = 9,313 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{B2} = 15 + \frac{6,5}{100} \cdot \frac{750^2}{1000} = 51,563 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{B2} = 9,313 + j51,563 \text{ kVA}$$

+ Máy biến áp B₃: $\Delta P_{B3} = 2,45 + 12,2 \cdot \left(\frac{600}{1000} \right)^2 = 6,842 \text{ kW}$

$$\Delta Q_{B3} = 15 + \frac{6,5}{100} \cdot \frac{600^2}{1000} = 38,4 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{B3} = 6,842 + j38,4 \text{ kVA}.$$

– Tính tổn thất công suất trên các đoạn đường dây 10 kV:

+ Đoạn BC: $S_{BC}'' = S_1 + \Delta S_{B1} = (640 + j480) + (10,258 + j56,6) \text{ kV}$
 $= 650,252 + j536,6.$

$$\Delta P_{BC} = \frac{P_{BC}''^2 + Q_{BC}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{BC} = \frac{650,252^2 + 536,6^2}{10^2} \cdot 0,66 \cdot 10^{-3} = 4,691 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{BC} = \frac{P_{BC}''^2 + Q_{BC}''^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{BC} = \frac{650,252^2 + 536,6^2}{10^2} \cdot 1,75 \cdot 10^{-3} = 12,439 \text{ kVAr}$$

$$\Delta S_{BC} = 4,691 + j12,439 \text{ kVA},$$

$$\begin{aligned} S_{BC}' &= S_{BC}'' + \Delta S_{BC} = (650,252 + j536,6) + (4,691 + j12,439) \\ &= 654,943 + j549,039 \text{ kVA}. \end{aligned}$$

+ Đoạn DE: $S_{DE}' = S_3 + \Delta S_{B3} = (420 + j420) + (6,842 + j38,4) = 426,842 + j458,4$

$$\Delta P_{DE} = \frac{426,842^2 + 458,4^2}{10^2} = 1,05 \cdot 10^{-3} = 4,1162 \text{ kW}.$$

$$\Delta Q_{DE} = \frac{426,482^2 + 458,4^2}{10^2} = 1,75 \cdot 10^{-3} = 6,86 \text{ kVar},$$

$$\Delta S_{DE} = 4,116 + j6,86 \text{ kVA}.$$

$$\begin{aligned} S'_{DE} &= (426,482 + j458,4) + (4,116 + j6,86) \\ &= 430,598 + j465,26 \text{ kVA} \end{aligned}$$

+ Đoạn BD:

$$\begin{aligned} S''_{BD} &= S_2 + \Delta S_{B2} + S'_{DE} \\ &= (450 + j600) + (9,313 + j51,563) + (430,598 + j465,26) \\ &= 889,911 + j1116,823 \end{aligned}$$

$$\Delta P_{BD} = \frac{889,911^2 + 1116,823^2}{10^2} \cdot 0,85 \cdot 10^{-3} = 17,333 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{BD} = \frac{889,911^2 + 1116,823^2}{10^2} \cdot 1,75 \cdot 10^{-3} = 39,186 \text{ kVar}$$

$$\Delta S_{BD} = 17,333 + j39,186 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned} S''_{BD} &= (889,911 + j1116,823) + (17,333 + j39,186) \\ &= 907,244 + j1156,009 \text{ kVA} \end{aligned}$$

– Tính tổn thất công trình trong các máy biến áp trung gian:

$$\begin{aligned} S''_{AB} &= S'_{BC} + S'_{BD} = (654,943 + j549,039) + (907,244 + j1156,009) \\ &= 1562,187 + j1705,048 \text{ kVA} \end{aligned}$$

$$S''_{AB} = \sqrt{1562,187^2 + 1705,048^2} = 2312,50 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{BTG} &= \Delta P_{0TG} + \frac{\Delta P_{NTG}}{2} \cdot \left(\frac{S''_{AB}}{S_{dmBTG}} \right)^2 \\ &= 16,6 + \frac{24}{2} \left(\frac{2312,5}{1800} \right)^2 = 16,6 + 19,815 = 36,415 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{BTG} &= \Delta Q_{0TG} + \frac{U_N \%}{100} \cdot \left(\frac{S''_{AB}}{S_{dmBTG}} \right)^2 \\ &= 180 + \frac{6,5}{100} \cdot \frac{2312,5^2}{1800} = 180 + 193,15 = 373,15 \text{ kVar} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{BTG} = \Delta P_{BTG} + j\Delta Q_{BTG} = 36,415 + j373,15 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned} S'_{AB} &= S''_{AB} + \Delta S_{BTG} = (1562,187 + j1705,048) + (36,415 + j373,15) \\ &= 1598,6 + j2078,2 \text{ kVA} \end{aligned}$$

– Tính tổn thất công suất trên đường dây 35 KV

+ Đoạn OA:

$$S'_{OA} = S'_{AB} = 1598,6 + j2078,2 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_{OA} = \frac{P_{OA}^2 + Q_{OA}^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{OA} = \frac{1598,6^2 + 2078,2^2}{35^2} \cdot 0,66 \cdot 10^{-3} = 3,70 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_{0A} = \frac{P_{0A}^2 + Q_{0A}^2}{U_{dm}^2} \cdot X_{0A} = \frac{1598,6^2 + 2078,2^2}{35^2} \cdot 3,8 \cdot 10^{-3} = 21,325 \text{ kVar}$$

$$\Delta S_{0A} = 3,7 + j21,325 \text{ kVA}$$

$$\begin{aligned} S'_{0A} &= (1598,6 + j2078,2) + (3,7 + j21,325) \\ &= 1602,3 + j2099,525 \text{ kVA} \end{aligned}$$

S'_{0A} chính là công suất nguồn cần cấp.

– Tính tổn thất điện năng trong các máy biến áp:

+ MBA B_1 :

$$\begin{aligned} \Delta A_{B1} &= \Delta P_{0B1} \cdot \tau + \Delta P_N \left(\frac{S_1}{S_{dmB1}} \right)^2 \cdot \tau_1 \\ &= 2,45.8760 + 12,2 \left(\frac{800}{1000} \right)^2 \cdot 4800 \\ &= 21462 + 37478,4 = 58940,4 \text{ kWh.} \end{aligned}$$

+ MBA B_2 – tính tương tự trên:

$$\begin{aligned} \Delta A_{B2} &= 2,45.8760 + 12,2 \left(\frac{750}{1000} \right)^2 \cdot 3500 \\ &= 21462 + 24018,75 = 45480,75 \text{ kWh} \end{aligned}$$

+ MBA B_3 :

$$\begin{aligned} \Delta A_{B3} &= 2,45.8760 + 12,2 \left(\frac{600}{1000} \right)^2 \cdot 5000 \\ &= 21462 + 21960 = 43422 \text{ kWh} \end{aligned}$$

+ MBA TG:

Vì MBA TG cùng cấp điện cho 3 hộ tiêu thụ có thời gian tổn thất công suất cực đại khác nhau nên ta phải tính thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân theo:

$$\text{với } \tau_{AR} = \frac{\tau_1 P_1 + \tau_2 P_2 + \tau_3 P_3}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{4800.640 + 3500.450 + 5000.420}{640 + 450 + 420} = 4468 \text{ h}$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{TG} &= 16,6.8760 + \frac{24}{2} \left(\frac{2312,50}{1800} \right)^2 \cdot 4468 \\ &= 145416 + 88532 = 233948 \text{ kWh} \end{aligned}$$

+ Tổng tổn thất điện năng trong các MBA:

$$\begin{aligned} \Delta A_{BS} &= \Delta A_{B1} + \Delta A_{B2} + \Delta A_{B3} + \Delta A_{BTG} \\ &= 58940,4 + 45480,75 + 43422 + 233948 = 381791,15 \text{ kWh.} \end{aligned}$$

– Tính tổn thất điện năng trên đường dây

$$\text{+ Đoạn BC: } \Delta A_{BC} = \Delta P_{BC} \cdot \tau_1 = 4,691.4800 = 22516,8 \text{ kWh}$$

$$\text{+ Đoạn DE: } \Delta A_{DE} = \Delta P_{DE} \cdot \tau_1 = 4,116.5000 = 20580 \text{ kWh}$$

+ Đoạn BD:

Đoạn BD cung cấp điện cho 2 hộ tiêu thụ 2 và 3. Nên thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân được xác định theo:

$$\tau_{BD} = \frac{\tau_2 \cdot P_2 + \tau_3 \cdot P_3}{P_2 + P_3} = \frac{3500 \cdot 450 + 5000 \cdot 420}{450 + 420} = 4224 \text{ h}$$

$$\Delta A_{BD} = \Delta P_{BD} \cdot \tau_{BD} = 17,333 \cdot 4224 = 73214,6 \text{ kWh.}$$

+ Đoạn OA: $\Delta A_{OA} = \Delta P_{OA} \cdot \tau_{AB} = 3,7.4468 = 16531,6 \text{ kWh}$

+ Tổng tổn thất điện năng trên đường dây:

$$\begin{aligned} \Delta A_{D\Sigma} &= \Delta A_{BC} + \Delta A_{DE} + \Delta A_{BD} + \Delta A_{OA} \\ &= 22516,8 + 20580 + 73214,6 + 16531,6 = 132843 \text{ kWh.} \end{aligned}$$

+ Tổng tổn thất điện năng trong lưới:

$$\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{B\Sigma} + \Delta A_{D\Sigma} = 381791,15 + 132843 = 514634,15 \text{ kWh}$$

– Tính chi phí cho tổn thất điện năng trong lưới.

$$Z_{\Delta A} = c \Delta A_{\Sigma} \text{ với } c = 1000 \text{ đ/ kWh.}$$

$$Z_{\Delta A} = 1000 \cdot 514634,15 = 514,63415 \cdot 10^6 \text{ đồng/ năm}$$

5.3.3. Tổn thất công suất trong máy biến áp ba dây cuốn

Tổn thất công suất trong MBA có ba cuộn dây (ba dây cuốn) được xác định theo biểu thức tổng quát sau đối với MBA có tỷ lệ công suất các cuộn 100/100/100:

$$\Delta P_B = n \Delta P_0 + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{NC} \left(\frac{S_c}{S_{dmB}} \right)^2 + \Delta P_{NT} \left(\frac{S_T}{S_{dmB}} \right)^2 + \Delta P_{NH} \left(\frac{S_H}{S_{dmB}} \right)^2 \right] \text{ kW} \quad (5.57a)$$

$$\Delta Q_B = n \Delta Q_0 + \frac{1}{n} \left[\frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{S_c^2}{S_{dmB}} + \frac{U_{NT} \%}{100} \cdot \frac{S_T^2}{S_{dmB}} + \frac{U_{NH} \%}{100} \cdot \frac{S_H^2}{S_{dmB}} \right] \text{ kVar} \quad (5.57b)$$

Trong đó:

n – số MBA làm việc song song.

ΔP_0 – Tổn thất công suất tác dụng khi thí nghiệm không tải, nhà chế tạo cho, kW;

ΔQ_0 – Tổn thất công suất phản kháng khi thí nghiệm không tải. Công suất này được xác định theo biểu thức (5.30), kVar;

$\Delta P_{NC}, \Delta P_{NT}, \Delta P_{NH}$ – tổn thất công suất tác dụng khi ngắn mạch của các cuộn dây cao áp (C), trung áp (T) và hạ áp (H), kW. Các tổn thất này được xác định theo biểu thức (5.32).

$U_{NC} \%, U_{NT} \%, U_{NH} \%$ – điện áp ngắn mạch phần trăm của các cuộn dây cao, trung, hạ áp. Các điện áp này được xác định theo các biểu thức (5.33).

S_{dm} – công suất định mức của MBA, kVA.

S_C, S_T, S_H – công suất thực tế truyền tải qua các cuộn dây cao, trung, hạ áp, kVA.

5.3.4. Tổn thất điện năng trong máy biến áp ba dây cuốn

Tổn thất điện năng trong MBA ba dây cuốn được xác định theo biểu thức:

$$\Delta A_B = n\Delta P_0 \cdot t + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{NC} \left(\frac{S_c}{S_{dmB}} \right)^2 \cdot \tau_c + \Delta P_{NT} \left(\frac{S_T}{S_{dmB}} \right)^2 \cdot \tau_T + \Delta P_{NH} \left(\frac{S_H}{S_{dmB}} \right)^2 \cdot \tau_H \right] \quad (5.58)$$

Trong đó:

τ_c, τ_T, τ_H – Thời gian tổn thất công suất cực đại trung bình bình quân của phụ tải các hộ tiêu thụ hoặc các đường dây ngắn vào các cuộn dây này, h.

t – thời gian đóng máy biến áp vào lưới điện, h. Khi máy biến áp vận hành quanh năm $t = 8760h$.

5.4. VẬN HÀNH KINH TẾ TRẠM BIẾN ÁP

Khi thiết kế cũng như trong các điều kiện vận hành cần phải nghiên cứu xem xét chế độ làm việc hợp lý và kinh tế của các MBA.

Thực chất của chế độ làm việc hợp lý và kinh tế của các máy biến áp được thể hiện ở chỗ khi có một vài máy biến áp cũng làm việc trên một hệ thống thanh góp chung, số lượng MBA được đóng được xác định theo điều kiện đảm bảo sao cho tổn thất công suất trong các MBA này là nhỏ nhất khi chúng làm việc theo một đồ thị phụ tải cho trước. Khi đó cần phải xét tới không chỉ tổn thất công suất tác dụng trong bản thân các MBA mà còn phải xét cả tổn thất công suất gây nên bởi điện trở tác dụng của các phần tử của hệ thống cung cấp điện theo toàn bộ mạch nối từ nguồn cung cấp tới MBA được khảo sát. Các tổn thất này xuất hiện do xét tới sự tiêu thụ công suất phản kháng của các máy biến áp tăng làm tăng dòng điện tổng để cung cấp cho các MBA. Các tổn thất này khác với tổn thất được xác định theo biểu thức (5.55a)

$$\Delta P_B = n\Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{n} \cdot \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2$$

và được gọi là tổn thất quy dẫn. Trong tổn thất quy dẫn có xét thêm hệ số tăng tổn thất (k_{gt}) do dòng công suất phản kháng chạy vào MBA tăng. Khi xét tới sự gia tăng tổn thất này, biểu thức (5.55a) được viết lại dưới dạng:

$$\Delta P_B = n\Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{n} \left(\frac{S}{S_{dmB}} \right)^2 \quad (5.59)$$

trong đó, $\Delta P_0' = \Delta P_0 + k_{gt}\Delta Q_0$ – Tổn thất công suất không tải của các MBA được xét tới tổn thất công suất tác dụng cả trong bản thân MBA lẫn trong các phần tử của hệ thống cung cấp điện phụ thuộc vào công suất phản kháng tiêu thụ của các MBA, kW;

$\Delta P_N' = \Delta P_N + k_{gt}\Delta Q_N$ – tổn thất công suất ngắn mạch, tương tự như trên, kW;

$$\left(\frac{S}{S_{dmB}} \right) = k_t - \text{hệ số mang tải của MBA};$$

ΔP_0 – tổn thất công suất không tải do đốt nóng lõi thép MBA, kW;

ΔP_N – tổn thất công suất ngắn mạch (tổn thất trong dây cuốn đồng) của MBA, kW;

k_{gt} – hệ số gia tăng tổn thất, kW/ kVAr, trong tính toán có thể lấy giá trị nhỏ nhất $k_{gt} = 0,02$ kW/ kVAr;

S – công suất thực tế tải qua MBA, kVA;

S_{dm} – công suất định mức của MBA, kVA;

$\Delta Q_0 = \frac{i_0 \%}{100} S_{dmB}$ – công suất phản kháng không tải của MBA, kVAr,

$\Delta Q_N = \frac{U_N \%}{100} S_{dmB}$ – công suất phản kháng MBA tiêu thụ khi dòng điện phụ tải bằng dòng điện định mức, kVAr;

i_0 – dòng điện không tải của MBA, %;

U_N – điện áp ngắn mạch của MBA, %

Sự phụ thuộc của $\Delta P_B = f(S)$ của các tổn thất công suất quy dẫn theo (5.59) được chỉ ra trên hình.

Để xác định chế độ làm việc kinh tế của trạm biến áp người ta xây dựng đường đặc tính $\Delta P'_i$ của từng máy biến áp như trên hình 5.17.

Điểm cắt nhau A là điểm tương ứng với công suất giới hạn S_1 để chuyển đổi phương thức vận hành độc lập từ MBA thứ nhất sang MBA thứ hai khi công suất phụ $S \geq S_1$ để đảm bảo cho tổn thất công suất nhỏ nhất.

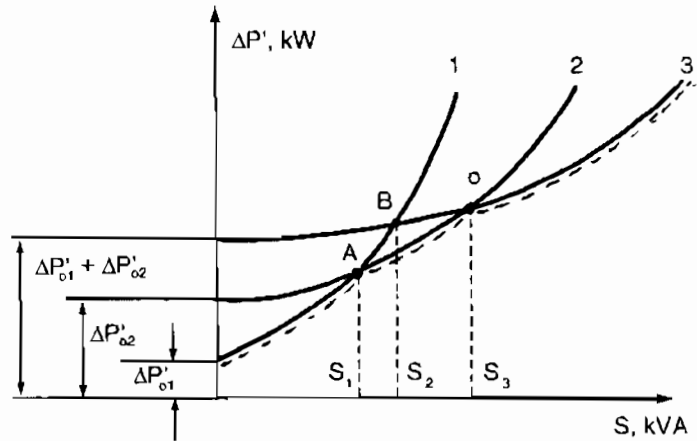
Còn khi $S \geq S_1$ thì nên để cho cả hai MBA làm việc song song sẽ cho tổn thất công suất trong các MBA là nhỏ nhất.

Thông thường trong các trạm biến áp sử dụng các MBA có công suất như nhau nên đường cong tổn thất công suất giống nhau.

Để xác định công suất giới hạn S_{gh} chuyển đổi chế độ vận hành từ $(n - 1)$ máy sang chế độ vận hành n máy làm việc song song sẽ đạt được kinh tế nhất dựa theo phương trình cân bằng các tổn thất sau:

$$(n-1) \cdot \Delta P'_n + \frac{1}{(n-1)} \Delta P'_N \left(\frac{S_{gh}}{S_{dmB}} \right)^2 = n \Delta P'_n + \frac{1}{n} \Delta P'_N \left(\frac{S_{gh}}{S_{dmB}} \right)^2 \quad (5.60)$$

Giải phương trình (5.60) sẽ tìm được công suất giới hạn S_{gh} để chuyển đổi từ phương thức vận hành $(n-1)$ sang phương thức vận hành n máy làm việc song song:



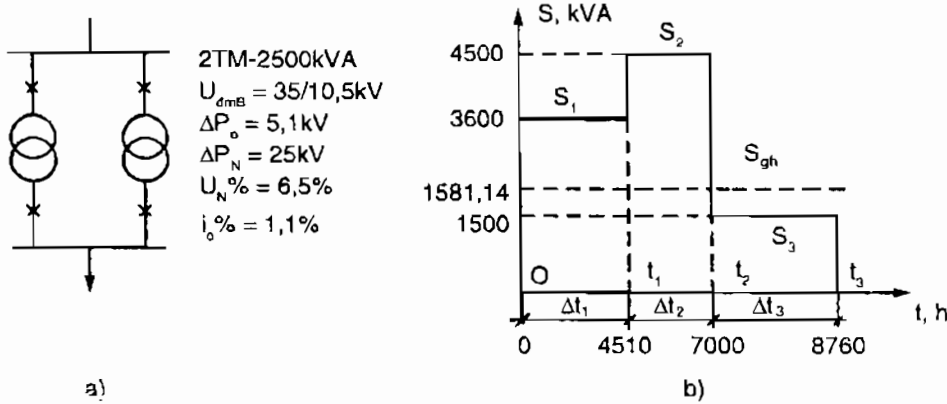
Hình 5.17. Đường cong phụ thuộc của các tổn thất công suất tác dụng quy dẫn $\Delta P'_B$ vào sự thay đổi của phụ tải trong các MBA 1 và 2.

1 và 2 – Các đường cong tổn thất công suất tác dụng, $\Delta P'$ trong các máy biến áp 1 và 2 khi làm việc độc lập; 3 – đường cong tổn thất công suất tổng trong các MBA 1 và 2 khi làm việc song song; $\Delta P'_{o1}$, $\Delta P'_{o2}$ – tổn thất công suất tác dụng không tải quy dẫn trong MBA 1 và 2.

$$S_{gh} = \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P'_0}{\Delta P'_N} \cdot S_{dmB}} \quad (5.61)$$

Ví dụ 5.7

Cho trạm biến áp gồm 2 máy biến áp có sơ đồ, số liệu và đồ thị phụ tải nêu trên hình 5.18. Xác định phương thức vận hành tối ưu.



Hình 5.18 Sơ đồ trạm biến áp và đồ thị phụ tải

Giải:

1. Xác định công suất giới hạn để chuyển đổi phương thức vận hành từ 1 máy sang 2 máy biến áp vận hành song song hoặc ngược lại.

– Thành lập phương trình cân bằng các tổn thất công suất theo (5.60):

$$\Delta P'_0 + \Delta P_N \left(\frac{S_{gh}}{S_{dmB}} \right)^2 = 2\Delta P'_0 + \frac{\Delta P'_N}{2} \left(\frac{S_{gh}}{S_{dmB}} \right)^2$$

– Tính các tổn thất công suất quy dẫn:

+ Tính: $\Delta P'_0 = \Delta P_0 + k_{gt} \cdot \Delta Q_0$

với $\Delta P_0 = 5,1\text{ kW}; \Delta Q_0 = \frac{i_0\%}{100} \cdot S_{dmB} = \frac{1,1}{100} \cdot 2500 = 27,5\text{ kVAr};$

và $k_{gt} = 0,02. \text{ kW/ kVAr}$ ta có:

$$\Delta P'_0 = 5,1 + 0,02 \cdot 27,5 = 5,65\text{ kW}$$

+ Tính $\Delta P'_N = \Delta P_N + k_{gt} \Delta Q_N$

với $\Delta P_N = 25\text{ kW}; \Delta Q_N = \frac{U_N\%}{100} S_{dmB} = \frac{6,5}{100} 2500 = 162,5\text{ kVAr}$

và $k_{gt} = 0,02. \text{ kW/ kVAr}$ ta có:

$$\Delta P'_N = 25 + 0,02 \cdot 162,5 = 28,25\text{ kW}$$

– Xác định công suất giới hạn theo (5.61)

$$S_{gh} = \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta P'_0}{\Delta P'_N} \cdot S_{dmB}} = \sqrt{2(2-1) \frac{5,65}{28,25} \cdot 2500} = 1581,14. \text{ kVA}.$$

– Phương thức vận hành tối ưu:

+ Khi công suất của phụ tải $S < S_{gh}$, nghĩa là $S < 1581,14\text{kVA}$ trạm vận hành 1 MBA, cắt 1MBA. MBA bị cắt cả cao áp lẫn hạ áp.

+ Khi công suất của phụ tải $S > S_{gh}$, trạm vận hành cả 2MBA làm việc song song.

2. Xác định tổn thất điện năng của trạm biến áp theo phương thức vận hành tối ưu:

– Trong khoảng thời gian $\Delta t_1 = t_1 - 0 = 4500 - 0 = 4500\text{h}$, công suất của phụ tải $S_1 = 4500\text{kVA} > S_{gh} = 1581,14\text{kVA}$ trạm vận hành 2MBA song song nên:

$$\Delta A_{B0-t_1} = 2\Delta P'_0 \cdot \Delta t_1 + \frac{\Delta P'_N}{2} \left(\frac{S_1}{S_{dmB}} \right)^2 \cdot \Delta \tau_1$$

Do đồ thị phụ tải bằng phẳng cho phép lấy $\Delta \tau_1 = \Delta t_1$ nên $\Delta \tau_1 = \Delta t_1$. Từ đó, ta có:

$$\begin{aligned}\Delta A_{B0-t_1} &= 25,65 \cdot 4500 + \frac{28,25}{2} \left(\frac{4500}{2500} \right)^2 \cdot 4500 \\ &= 50850 + 20942,5 = 256792,5 \text{ kWh}\end{aligned}$$

– Trong khoảng thời gian $\Delta t_2 = t_2 - t_1 = 7000 - 4500 = 2500\text{h}$, công suất của phụ tải $S_2 = 3600\text{kVA} > S_{gh} = 151,14\text{kVA}$ trạm vẫn vận hành 2MBA song song, tương tự như trên ta được.

$$\begin{aligned}\Delta A_{B1-t_2} &= 25,65 \cdot 2500 + \frac{28,25}{2} \left(\frac{3600}{2500} \right)^2 \cdot 2500 \\ &= 28250 + 73301,76 = 101551,76 \text{ kWh}\end{aligned}$$

– Trong khoảng thời gian $\Delta t_3 = t_3 - t_2 = 8760 - 7000 = 1760\text{h}$, công suất của phụ tải $S_3 = 1500 \text{ kVA} < S_{gh} = 1581,14$ trạm vận hành 1MBA, cắt 1 MBA. MBA bị cắt được cắt cả về 2 phía cao, hạ áp, nên:

$$\begin{aligned}\Delta A_{B2-t_3} &= 5,65 \cdot 1760 + 28,25 \left(\frac{1500}{2500} \right)^2 \cdot 1760 \\ &= 9944 + 17899,2 = 27843,2 \text{ kWh}\end{aligned}$$

– Tổng tổn thất điện năng trong trạm biến áp:

$$\Delta A_{\Sigma} = \sum \Delta A_{B_i} = 256792,5 + 101551,76 + 27843,2 = 386187,46 \text{ kWh}.$$

3. Tính chi phí cho tổn thất điện năng trong trạm biến áp.

Giá thành tổn thất điện năng $c = 1000\text{đ/kWh}$.

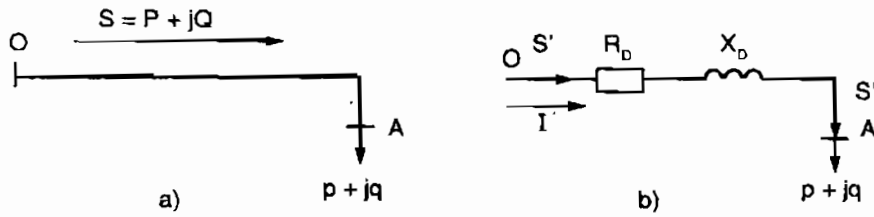
$$Z_{\Delta A} = c \Delta A_{\Sigma} = 1000 \cdot 386187,46 \text{ kWh} = 386,18746 \cdot 10^6 \text{ đ/năm}.$$

5.5. TÍNH TỔN THẤT ĐIỆN ÁP TRÊN ĐƯỜNG DÂY

5.5.1. Tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố tập trung

5.5.1.1. Đường dây có 1 phụ tải tập trung

Dạng đơn giản nhất của đường dây như trên hình 5.19.



Hình 5.19. Sơ đồ đường dây.
a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế

Khi trên đường dây có dòng điện chạy qua, do dây dẫn có tổng trở $\dot{Z}_D = R + jX_D$ nên gây nên độ sụt áp trên điện trở và điện kháng của đường dây. Độ sụt áp này được gọi là tổn thất điện áp trên đường dây – ΔU_D .

Tổn thất điện áp trên đường dây được xác định theo biểu thức sau:

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} \dot{I} \dot{Z}_D, \quad (5.62)$$

trong đó $\dot{I}$ – dòng điện phụ tải giả thiết mang tính điện cảm và chậm pha so với điện áp U_2 cuối đường dây một góc φ gồm có hai thành phần dòng điện tác dụng và dòng điện phản kháng: $\dot{I} = I_p - jI_q = I \cos \varphi - jI \sin \varphi$

$\dot{Z}_D$ – tổng trở của đường dây: $\dot{Z}_D = R_D + jX_D$

Thay các giá trị của $\dot{I}$ và $\dot{Z}$ vào biểu thức (5.62) được:

$$\Delta \dot{U} = \sqrt{3} I (\cos \varphi - j \sin \varphi) (R_D + jX_D) \quad (5.63)$$

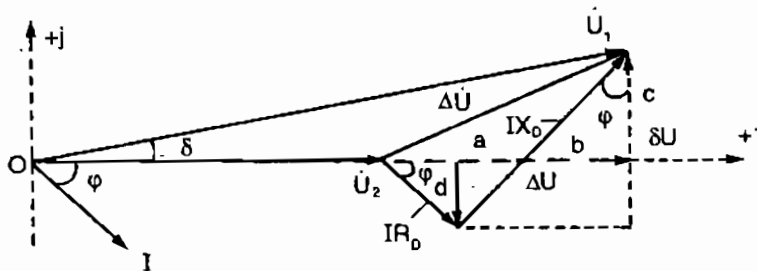
Thực hiện một số biến đổi (5.63) ta được:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U} &= \sqrt{3} (I \cos \varphi \cdot R_D + I \sin \varphi X_D) + j \sqrt{3} (I \cos \varphi \cdot X_D - I \sin \varphi R_D) \\ &= \Delta U + j\delta U \end{aligned} \quad (5.64)$$

Đồ thị vectơ của $\Delta \dot{U}$ theo biểu thức (5.64) có dạng nêu trên hình 5.20.

Trên hình 5.20: $\Delta U = a + b = I \cos \varphi \cdot R_D + I \sin \varphi X_D$

$\delta U = c - d = I \cos \varphi \cdot X_D + I \sin \varphi R_D$



Hình 5.20. Đồ thị vectơ tổn thất điện áp trên đường dây

Như vậy, tổn thất điện áp trên đường dây gồm 2 thành phần.

ΔU – trùng pha với U_2 (trong tính toán lấy U_2 làm gốc và trùng với trục thực (+1))

δU – vuông góc với U_2 .

$$\left. \begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} (I \cos \varphi . R + I \sin \varphi . X) \\ \delta U &= \sqrt{3} (I \cos \varphi . X - I \sin \varphi . R) \end{aligned} \right\} \quad (5.65)$$

Nhận các biểu thức (5.65) với U/U ta sẽ được: $P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$ và $Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$, nên:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U &= \frac{PR + QX}{U} \\ \delta U &= \frac{PX - QR}{U} \end{aligned} \right\} \quad (5.66)$$

$$\text{Điện áp đầu đường dây: } \dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U} + j\delta U \quad (5.67)$$

Trong thực tế tính toán ta thường biết công suất của các hộ tiêu thụ, nghĩa là biết phụ tải ở cuối đường dây, còn điện áp lại biết điện áp đầu đường dây (trên thanh góp trạm biến áp). Để tính toán, ta thực hiện theo phương pháp tính gần đúng bằng cách lấy $U = U_{dm}$ của đường dây. Muốn tính chính xác phải tính lặp nhiều lần cho đến khi đảm bảo được cân bằng công suất và thoả mãn điện áp bằng điện áp đầu nguồn.

Giá trị phức của tổn thất điện áp theo (5.64):

$$\Delta \dot{U} = \Delta U + j\delta U$$

Trong đó, ΔU – thành phần tổn thất điện áp dọc trục (theo trục thực +1).

δU – thành phần tổn thất điện áp ngang trục (theo trục +j).

Đồ thị véc tơ của $\Delta \dot{U}$ được biểu diễn trên hình 5.21.

Trên đồ thị véc tơ hình 5.21, lấy O làm tâm quay một cung tròn có bán kính $R = U_1$. Cung tròn cắt trục thực +1 tại A, giá trị thực của $\dot{U}_1$ được xác định theo:

$$U_1 = U_2 + \Delta U' \approx U_2 + \Delta U \quad (5.68)$$

Như vậy, khi xét tới thành phần ngang trục $j\delta U$ tổn thất $\Delta U'$ sẽ lớn hơn ΔU một chút. Trong tính toán, để đơn giản cho phép lấy gần đúng, bỏ qua thành phần ngang trục $j\delta U$:

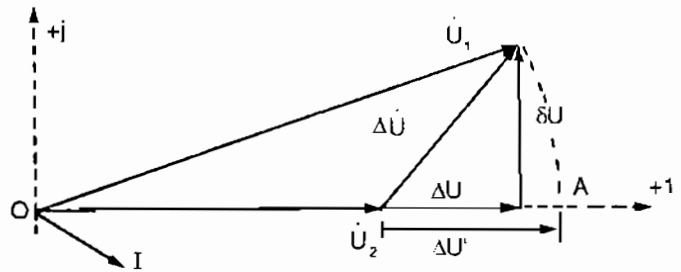
$$\Delta U \approx \Delta U'$$

$$\text{nên} \quad \Delta U \approx U_1 - U_2 \quad (5.69)$$

Khi tính toán, do biết phụ tải ở cuối đường dây nên ta tính từ cuối đường dây và tính dần về phía nguồn. Lúc này, tổn thất điện áp được xác định theo biểu thức sau:

$$\Delta U = \frac{P''R + Q''X}{U_{dm}} \cdot 10^{-3} \text{ kV} \quad (5.70)$$

trong đó, P'' , Q'' – công suất tác dụng và công suất phản kháng ở cuối đường dây, kW, kVar;



Hình 5.21. Đồ thị véc tơ của $\Delta \dot{U}$ và điện áp trên đường dây

R, X – điện trở và điện kháng của đường dây, Ω ;

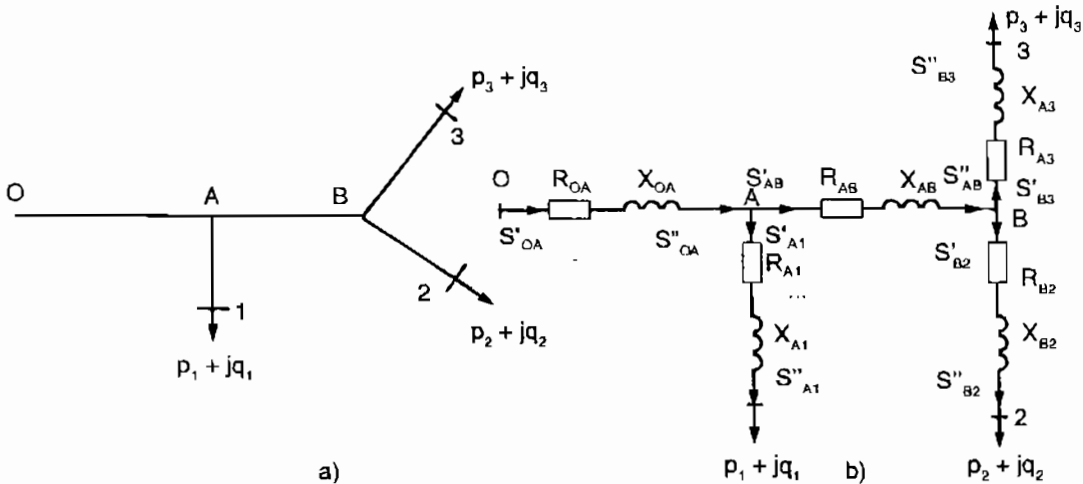
U_{dm} – điện áp định mức của đường dây, kV.

Tổn thất điện áp tính theo % được xác định theo:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{dm}} \cdot 100\% = \frac{P''R + Q''X}{U_{dm}^2} \cdot 10^{-1}\% \quad (5.71)$$

5.5.1.2. Đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung

Đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung có dạng như trên hình 5.22.



Hình 5.22. Sơ đồ đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung

a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế tính toán.

Tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố tập trung được xác định theo biểu thức:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{p_i R_i + q_i X_i}{U_{dm}} \cdot 10^{-3}, \text{ kV}, \quad (5.72a)$$

trong đó, p_i, q_i – công suất tác dụng và công suất phản kháng truyền tải trên phần tử (đoạn đường dây) thứ i , kW, kVar;

R_i, X_i – điện trở và điện kháng của phần tử thứ i đó, Ω ;

U_{dm} – điện áp định mức của lưới điện, kV;

n – số phần tử (số đoạn đường dây).

J – tập liên hệ với nguồn, nghĩa là phải tính theo chiều công suất đi từ nút nguồn tới nút phụ tải thứ i của lưới.

Khi tính toán cũng thực hiện tính dẫn từ các nút phụ tải về nút nguồn, khi đó:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \frac{p_i R_i + q_i X_i}{U_{dm}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ kV} \quad (5.72b)$$

Tổn thất điện áp tính theo % ($\Delta U\%$) là một trong những tiêu chuẩn chính để đánh giá chất lượng điện năng cung cấp cho các hộ tiêu thụ. Chính vì vậy, trong lưới

điện có các đường dây có phụ tải phân bố tập trung cần phải tìm nút có điện áp xấu nhất có nghĩa là tổn thất điện áp tính từ nguồn tới nút đó là lớn nhất.

$$\Delta U_{\max} = \max_{i \in j} \{ \Delta U_{oi} \}; \quad (5.73)$$

Trong đó, ΔU_{oi} – tổn thất điện áp tính từ điểm nguồn O tới nút phụ tải thứ i

$$\Delta U_{\max} \% = \frac{\Delta U_{\max}}{U_{dm}} \cdot 100\% \leq \Delta U_{cp} \% ; \quad (5.74)$$

$\Delta U_{cp} \%$ trong lưới cung cấp điện cần phải đảm bảo.

a) Mức điện áp cần thiết trên cực của các thiết bị điện;

b) Giá trị điện áp cần thiết để đảm bảo mômen khởi động cho các động cơ khi khởi động.

Tổn thất điện áp cho phép $\Delta U_{cp} \%$ đối với các thiết bị điện như sau:

+ Các động cơ điện: $\Delta U_{cp} \%$

a) Động cơ làm việc ở chế độ xác lập lâu dài	5
b) Động cơ làm việc ở chế độ xác lập lâu dài khi sự cố và khi động cơ khởi động	10 – 12
c) Các động cơ làm việc ở chế độ ngắn hạn ngắn hạn lặp lại (khi có động cơ công suất lớn ở gần khởi động)	10
	20 – 30

+ Các lò điện trở khi làm việc lâu dài 5

+ Các lò điện cảm ứng làm việc ở chế độ lâu dài 5

+ Các lò điện cảm ứng làm việc ở chế độ khởi động 10

+ Các lò hồ quang làm việc ở chế độ lâu dài 5

+ Cần trục, cầu trục, dòng điện xoay chiều 8 – 9

+ Các đèn chiếu sáng 2,5

+ Đường dây làm việc ở chế độ lâu dài 5

+ Đường dây làm việc chế độ sự cố 10

Ví dụ 5.8 cho lưới điện nêu trên hình 5.22, có các số liệu sau:

$$S_1 = p_1 + j q_1 = 200 + j 300 \text{ kVA};$$

$$S_2 = p_2 + j q_2 = 300 + j 300 \text{ kVA};$$

$$S_3 = p_3 + j q_3 = 300 + j 300 \text{ kVA},$$

$$Z_{dA} = R_{oA} + j X_{oA} = 2 + j 3 \Omega$$

$$Z_{AB} = R_{AB} + j X_{AB} = 2 + j 4 \Omega$$

$$Z_{A1} = R_{A1} + j X_{A1} = 3 + j 3 \Omega$$

$$Z_{B2} = R_{B2} + j X_{B2} = 2 + j 2 \Omega$$

$$Z_{B3} = R_{B3} + j X_{B3} = 1 + j 1 \Omega$$

$U_{dm} = 10 \text{ kV}$, $\Delta U_{cp} = 10\%$. Tìm $\Delta U_{\max} \%$ và xác định điện áp tại các nút phụ tải, biết $U_0 = 11 \text{ kV}$.

Giải:

– Tính tổn thất điện áp trên các đoạn đường dây:

$$+ \text{Đoạn B – 3} \quad \Delta U_{B3} = \frac{P_{B3} R_{B3} + Q_{B3} X_{B3}}{U_{dm}} = \frac{300 \cdot 1 + 300 \cdot 1}{10} \cdot 10^{-3} = 0,06 \text{ kV}$$

$$+ \text{Đoạn B} - 2 \quad \Delta U_{B2} = \frac{P_{B2}'' R_{B2} + Q_{B2}'' X_{B2}}{U_{dm}} = \frac{300.2 + 300.2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,06 \text{ kV}$$

$$+ \text{Đoạn A} - 1 \quad \Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}'' R_{A1} + Q_{A1}'' X_{A1}}{U_{dm}} = \frac{200.3 + 300.3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,15 \text{ kV}$$

$$+ \text{Đoạn A} - B \quad \Delta U_{AB} = \frac{P_{AB}'' R_{AB} + Q_{AB}'' X_{AB}}{U_{dm}}$$

$$P_{AB}'' = p_2 + p_3 + \Delta P_{B2} + \Delta P_{B3}$$

$$\Delta P_{B2} = \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{B2} = \frac{300^2 + 300^2}{10^2} \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 3,6 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{B3} = \frac{p_3^2 + q_3^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{B3} = \frac{300^2 + 300^2}{10^2} \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{AB}'' = 300 + 300 + 3,6 + 1,8 = 605,4 \text{ kW}$$

$$Q_{AB}'' = q_2 + q_3 + \Delta Q_{B2} + \Delta Q_{B3}$$

$$\Delta Q_{B2} = \frac{p_2^2 + q_2^2}{U_{dm}^2} X_{B2} = \frac{300^2 + 300^2}{10^2} \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_{B3} = \frac{p_3^2 + q_3^2}{U_{dm}^2} X_{B3} = \frac{300^2 + 300^2}{10^2} \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ kVAr}$$

$$Q_{AB}'' = 300 + 300 + 3,6 + 1,8 = 605,4 \text{ kVAr}$$

$$\Delta U_{AB} = \frac{605,4.2 + 605,4.4}{10} \cdot 10^{-3} = 0,363 \text{ kV}$$

$$+ \text{Đoạn OA} \quad \Delta U_{OA} = \frac{P_{OA}'' R_{OA} + Q_{OA}'' X_{OA}}{U_{dm}}$$

$$P_{OA}'' = P_{AB}'' + \Delta P_{AB} + p + \Delta P_{A1}$$

$$\Delta P_{AB} = \frac{P_{AB}''^2 + Q_{AB}''^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{AB} = \frac{605,4^2 + 605,4^2}{10^2} \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 14,66 \text{ kW}$$

$$\Delta P_{A1} = \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{A1} = \frac{200^2 + 300^2}{10^2} \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 1,3 \text{ kW}$$

$$P_{OA}'' = 605,4 + 14,66 + 200 + 1,3 = 821,36 \text{ kW}$$

$$Q_{OA}'' = Q_{AB}'' + \Delta Q_{AB} + q_1 + \Delta Q_{A1}$$

$$\Delta Q_{AB} = \frac{P_{AB}''^2 + Q_{AB}''^2}{U_{dm}^2} X_{AB} = \frac{605,4^2 + 605,4^2}{10^2} \cdot 4 \cdot 10^{-3} = 29,32 \text{ kVAr}$$

$$\Delta Q_{A1} = \frac{p_1^2 + q_1^2}{U_{dm}^2} X_{A1} = \frac{200^2 + 300^2}{10^2} \cdot 3 = 1,3 \text{ kVAr}$$

$$Q_{OA}'' = 605,4 + 29,32 + 300 + 1,3 = 936,02 \text{ kVAr}$$

$$\Delta U_{OA} = \frac{821,36.2 + 936,02.3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,445 \text{ kV}$$

– Tìm $\Delta U_{\max}$

$$\Delta U_{\max} = \max_{i \in j} \{ \Delta U_{oi} \} = \max \left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{01} = \Delta U_{0A} + \Delta U_{A1} \\ \Delta U_{02} = \Delta U_{0A} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B2} \\ \Delta U_{03} = \Delta U_{0A} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B3} \end{array} \right\}$$

$$\Delta U_{\max} = \max \left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{01} = 0,445 + 0,15 = 0,595 \\ \Delta U_{02} = 0,445 + 0,363 + 0,12 = 0,928 \\ \Delta U_{03} = 0,445 + 0,363 + 0,06 = 0,868 \end{array} \right\}$$

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{02} = 0,928 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{\max} \% = \frac{0,928}{10} \cdot 100\% = 9,23\% < \Delta U_{\text{cp}} = 10\%$$

– Tìm điện áp tại các nút phụ tải. Biết $U_0 = 11 \text{ kV}$.

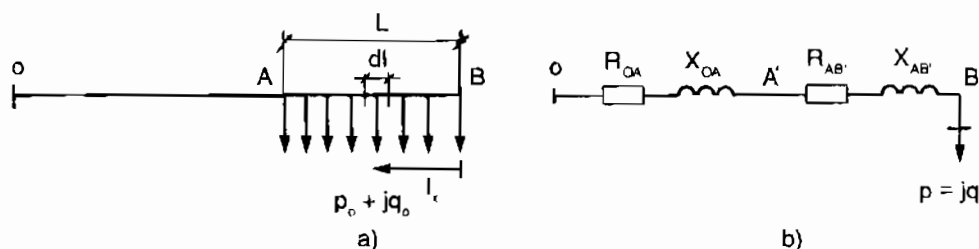
$$U_1 = U_0 - \Delta U_{0A} - \Delta U_{A1} = 11 - 0,445 - 0,15 = 10,405 \text{ kV}$$

$$U_2 = U_0 - \Delta U_{0A} - \Delta U_{AB} - \Delta U_{B2} = 11 - 0,445 - 0,363 - 0,12 = 10,072 \text{ kV}$$

$$U_3 = U_0 - \Delta U_{0A} - \Delta U_{AB} - \Delta U_{B3} = 11 - 0,445 - 0,363 - 0,06 = 10,132 \text{ kV}$$

5.5.2. Đường dây có phụ tải phân bố đều

Đường dây có phụ tải phân bố đều có dạng nêu trên hình 5.23.



Hình 5.23. Đường dây có phụ tải phân bố đều và sơ đồ thay thế tính toán

Đường dây có phụ tải phân bố đều thường gặp trong lưới điện chiếu sáng. Với đường dây có phụ tải phân bố đều, phụ tải thường được cho dưới dạng suất công suất trên một đơn vị chiều dài W/m hoặc VA/m hoặc kW/m, kVA/m.

Để tính tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố đều, ta xuất phát từ biểu thức (5.66) và bỏ qua thành phần tổn thất điện áp ngang trục:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$$

Tách biểu thức trên thành 2 thành phần và ký hiệu: $\Delta U = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U' + \Delta U''$

trong đó: $\Delta U' = \frac{PR}{U}$ và $\Delta U'' = \frac{QX}{U}$;

Hai thành phần này có dạng và cách tính tương tự như nhau. Nên ở đây ta chỉ xét thành phần $\Delta U'$ còn $\Delta U''$ tính tương tự.

Với phụ tải phân bố đều ta có:

$$\Delta U' = \int_0^L \frac{p_0 \ell_x r_0 d\ell}{U} \quad (5.75)$$

Trong đó p_0 – công suất tác dụng trên một đơn vị chiều dài, W/m, kW/m;

ℓ_x – độ dài tính toán phụ tải, tính từ cuối đường dây về phía nguồn, m, km;

r_0 – điện trở của đường dây, Ω/km .

L – tổng chiều dài của đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều, m, km.

$d\ell$ – vi phân độ dài xét tổn thất điện áp,

U – điện áp định mức của đường dây.

Tiến hành lấy tích phân biểu thức (5.75) ta được:

$$\Delta U' = \frac{p_0 \ell^2 r_0}{2U} \Big|_0^L = \frac{p_0 L^2 r_0}{2U} = \frac{PR}{2U} \quad (5.76)$$

với $P = p_0 L$ và $R = r_0 L$

Từ (5.76) so sánh với $\Delta U' = \frac{PR}{U}$ khi tính với phụ tải phân bố tập trung ta rút ra kết luận.

Để tính tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân đều, ta thay phụ tải phân bố đều bằng phụ tải tập trung ($P = p_0 L$, $Q = q_0 L$) và đặt tại điểm giữa đoạn phân bố đều (trên hình 5.23 $R_{AB'} = R_{AB}/2$, $X_{AB'} = X_{AB}/2$) và tính toán như với phụ tải tập trung.

Ví dụ 5.9

Cho sơ đồ lưới điện nêu trên hình 5.23a.

Có các số liệu sau: $U_{dm} = 10 \text{ kV}$,

$$p_0 = 200 \text{ W/m}, q_0 = 250 \text{ VAr/m}, L_{AB} = 1000 \text{ m}.$$

$$Z_{OA} = R_{OA} + j X_{OA} = 1 + j 1 \Omega.$$

$$Z_{OB} = Z_{AB} = R_{AB} + j X_{AB} = 1 + j 1 \Omega$$

Tính tổn thất điện áp trên đường dây L_{OB} .

Giải:

– Xác định phụ tải tập trung của đoạn có phụ tải phân bố đều:

$$p = p_0 \cdot L_{AB} = 200 \cdot 1000 = 200 \cdot 10^3 \text{ W} = 200 \text{ kW}$$

$$q = q_0 \cdot L_{AB} = 250 \cdot 1000 = 250 \cdot 10^3 \text{ VAr} = 250 \text{ kVAr}$$

$$S = p + j q = 200 + j 250 \text{ kVA}.$$

– Thành lập sơ đồ thay thế tính toán (hình 5.23b).

Phụ tải phân bố đều được thay bằng phụ tải trung đặt tại điểm B' ở giữa đoạn AB.

$$R_{AB'} = R_{AB} / 2 = 1/2 = 0,5 \Omega$$

$$R_{AB'} = X_{AB'} / 2 = 1/2 = 0,5 \Omega$$

– Tính tổn thất điện áp trên đoạn đường dây AB có phụ tải phân bố đều:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AB'} &= \frac{P_{AB'} \cdot R_{AB'} + P_{AB'} \cdot X_{AB'}}{U} \\ &= \frac{100 \cdot 0,5 + 250 \cdot 0,5}{10} \cdot 10^{-3} = 0,0225 \text{ kV} \approx 0,023 \text{ kV} \end{aligned}$$

– Tính tổn thất điện áp trên đoạn đường dây OA.

$$\Delta U_{OA} = \frac{P_{OA}'' \cdot R_{OA} + Q_{OA}'' \cdot X_{OA}}{10} \cdot 10^{-3}$$

$$P_{OA}'' = P_{AB}'' + \Delta P_{AB}$$

$$\Delta P_{AB} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} \cdot R_{AB}'$$

Khi tính tổn thất công suất trên đoạn có phụ tải phân bố đều ta thay $R_{AB}' = \frac{1}{3} R_{AB}$

và $X_{AB}' = \frac{1}{3} X_{AB} : R_{AB}' = \frac{1}{3} = 0,33\Omega, X_{AB}' = \frac{1}{3} = 0,33\Omega$

$$\Delta P_{AB} = \frac{200^2 + 250^2}{10^2} \cdot 0,33 \cdot 10^{-3} = 0,338 \text{ kW} \approx 0,34 \text{ kW}$$

Tương tự ta có: $\Delta Q_{AB} = \frac{200^2 + 250^2}{10^2} \cdot 0,33 \cdot 10^{-3} = 0,338 \text{ kVA} \approx 0,34 \text{ kVAr}$

$$\Delta P_{OA}'' = 200 + 0,34 = 200,34 \text{ kW}$$

$$Q_{OA}'' = Q_{AB}'' + \Delta Q_{AB} = 250 + 0,34 = 250,34 \text{ kVAr}$$

$$\Delta U_{OA} = \frac{200,34 \cdot 1 + 250,34 \cdot 1}{10} \cdot 10^{-3} = 0,451 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{OB} = \Delta U_{OA} + \Delta U_{AB}' = 0,451 + 0,023 = 0,474 \text{ kV}$$

5.6. TÍNH TỔN THẤT ĐIỆN ÁP TRONG MÁY BIẾN ÁP

Để tính tổn thất điện áp ta sử dụng sơ đồ thay thế nêu trên hình 5.5b và 5.6b.

5.6.1. Máy biến áp hai dây cuộn (hình 5.24)

Tổn thất điện áp trong MBA hai dây cuộn được xác định theo:

$$\Delta U_B = \frac{P \cdot R_B + Q \cdot X_B}{U_{dmB}} \cdot 10^{-3} \text{ kV} \quad (5.77)$$

trong đó, P, Q – công suất tác dụng và công suất phản kháng tải qua máy biến áp, kW, kVAr

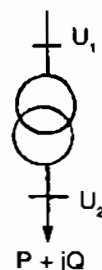
U_{dm} – điện áp định mức của máy biến áp.

R_B – điện trở của máy biến áp, Ω

$$R_B = \Delta P_N \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} \cdot 10^3, \Omega$$

X_B – điện kháng của máy biến áp:

$$X_B = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} \cdot 10^3, \Omega$$



Hình 5.24. MBA 2 dây cuộn

Do máy biến áp có 2 cấp điện áp nên tổn thất điện áp phải được tính cùng với cấp điện áp tính điện trở và điện kháng.

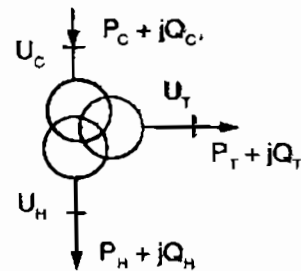
Sau đó tổn thất điện áp muốn quy đổi về cấp điện nào phải thông qua tỷ số biến áp của MBA, với $k = \frac{U_1}{U_2}$

5.6.2. Máy biến áp ba dây cuộn (hình 5.25)

Để tính tổn thất điện áp cho máy biến áp ba dây cuộn ta phải tính điện trở và điện kháng của từng cuộn theo các công thức được trình bày trong (5.34) và (5.35).

Tính riêng tổn thất điện áp cho từng cuộn:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_c &= \frac{P_c \cdot R_c + Q_c \cdot X_c}{U_{dmB}} \cdot 10^{-3}, \text{ kV} \\ \Delta U_T &= \frac{P_T \cdot R_T + Q_T \cdot X_T}{U_{dmB}} \cdot 10^{-3}, \text{ kV} \\ \Delta U_H &= \frac{P_H \cdot R_H + Q_H \cdot X_H}{U_{dmB}} \cdot 10^{-3}, \text{ kV} \end{aligned} \right\} \quad (5.78)$$



Hình 5.25. MBA 3 dây cuộn

trong đó, $P_{C,T,H}$, $Q_{C,T,H}$ – công suất tác dụng và công suất phản kháng truyền tải qua các cuộn dây cao áp (C), trung áp (T), hạ áp (H), kW.

$R_{C,T,H}$, $X_{C,T,H}$ – Điện trở, điện kháng của các cuộn cao, trung, hạ áp, Ω ; U_{dm} – điện áp định mức của MBA, kV.

Sau khi tính cần quy đổi tổn thất điện áp về cấp điện áp nào cũng dựa theo tỷ số biến.

Ví dụ 5.10

Cho MBA 2 dây cuộn có sơ đồ theo hình 5.24.

Có điện áp $U_{dmB} = 35/10$ kV có $S_{dmB} = 1800$ kVA

$$\Delta P_0 = 8,3 \text{ kW}, \Delta P_N = 24 \text{ kW}, U_N \% = 6,5\%, i_0 \% = 1,5\%$$

Công suất của phụ tải $S = 1500$ kVA, $\cos \varphi = 0,8$

Giải:

– Tính điện trở, điện kháng MBA.

$$R_B = \Delta P_N \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}^2} = 24 \cdot \frac{35^2}{1800^2} \cdot 10^3 = 9,07 \Omega$$

$$X_B = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{U_{dmB}^2}{S_{dmB}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{35^2}{1800} \cdot 10^3 = 44,24 \Omega$$

– Công suất của phụ tải.

$$S = P + j Q = 1500 \cdot 0,8 + j 1500 \cdot 0,6 = 1200 + j 900 \text{ kVA.}$$

– Tổn thất điện áp trong MBA

$$\Delta U_B = \frac{1200 \cdot 9,07 + 900 \cdot 44,24}{35} \cdot 10^{-3} = 1,45 \text{ kV}$$

– Biết điện áp $U_1 = 35$ kV; tính $U_2' = U_1 - \Delta U_B = 35 - 1,45 = 32,55$ kV. Điện áp U_2' là

điện áp thứ cấp quy về cao áp. Vậy điện áp $U_2 = \frac{U_2'}{k} = \frac{32,55 \cdot 10}{35} = 9,3$ kV

LỰA CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN VÀ DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP

6.1. LỰA CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN, CÁP VÀ THANH DẪN

Dây dẫn là phần tử cơ bản để tạo nên kết cấu đường dây. Nhiệm vụ chính của dây dẫn là dẫn điện để truyền tải điện năng. Mặt cắt ngang dây dẫn được gọi là tiết diện dây dẫn. Tiết diện dây đặc trưng cho khả năng thông qua của dòng điện.

Việc lựa chọn tiết diện dây dẫn phải thoả mãn các điều kiện sau:

- Độ bền cơ học cao, chịu đựng được tải trọng của dây, chịu đựng được các lực cơ học như sức căng, sức kéo, gió bão để tránh gây đứt dây;
- Chịu đựng được các tác động hoá học của môi trường lắp đặt như mưa, ẩm, hơi hoá chất, các tác động ăn mòn;
- Chịu đựng được các biến dạng của đất đai, địa hình (đối với đường dây cáp).
- Có khả năng dẫn điện tốt, tránh gây phát nóng quá giới hạn của nhiệt độ cho phép.
- Hạn chế được các tổn thất về mặt năng lượng như tổn thất công suất, tổn thất điện năng, hạn chế được tổn thất điện áp nâng cao chất lượng điện năng.
- Không bị phá huỷ trong các trạng thái sự cố (quá tải đối với đường dây trên không, ngắn mạch đối với các đường dây cáp);
- Thoả mãn được các chỉ tiêu kinh tế và kỹ thuật.

6.1.1. Lựa chọn tiết diện dây dẫn theo độ bền cơ học

Độ bền cơ học của dây dẫn được đặc trưng bởi hệ số dự trữ bền.

Tỷ số giữa giá trị ứng suất giới hạn với giá trị ứng suất lớn nhất cho phép của dây dẫn được gọi là hệ số dự trữ bền $n = \frac{\delta_{gh}}{\delta_{cp}}$ (6.1)

Hệ số dự trữ bền được quy định theo cấp đường dây trên không.

Đường dây truyền tải điện trên không gồm dây dẫn để truyền tải, phân phối điện năng đặt ngoài trời. Dây được treo trên cột nhờ xà và sứ.

Đường dây trên không được phân thành ba cấp.

– Đường dây cấp I là đường dây có điện áp lớn hơn 35kV không phụ thuộc vào loại hộ tiêu thụ và đường dây 35kV cung cấp cho các hộ tiêu thụ loại I và II.

– Đường dây cấp III bao gồm đường dây 35kV cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ loại III và các đường dây có điện áp định mức lớn hơn 1kV tới 22kV không phụ thuộc vào loại hộ tiêu thụ.

– Đường dây cấp III là đường dây có điện áp từ 1kV trở xuống không phụ thuộc vào loại hộ tiêu thụ.

Hệ số dự trữ bền đối với các cấp đường dây cho trong bảng 6.1 và bảng 6.2

BẢNG 6.1. HỆ SỐ DỰ TRỮ BỀN CỦA DÂY DẪN ĐƯỜNG DÂY CẤP III

Đặc điểm nơi lắp đặt	Đặc điểm dây dẫn	Hệ số dự trữ (n)
Nơi không và có dân cư và đường dây đi ngang qua các công trình kiến trúc	Dây một sợi tất cả các mã	2,5
	Dây nhiều sợi tất cả các mã	2,0

BẢNG 6.2. HỆ SỐ DỰ TRỮ BỀN CỦA DÂY DẪN VÀ DÂY CHỐNG SÉT (ĐỐI VỚI ĐƯỜNG DÂY CẤP I VÀ II)

Đặc điểm nơi lắp đặt	Đặc điểm và mã dây dẫn, dây chống sét	Hệ số dự trữ n	Chú thích
Nơi không có dân cư	Dây một sợi tất cả các mã	2,5	Đối với dây dẫn có tiết diện lớn hơn, hệ số dự trữ $n = 2$
	Dây nhiều sợi tất cả các mã	2	
Nơi có dân cư và đường dây đi ngang qua các công trình kiến trúc	Dây nhiều sợi:		
	Dây đồng M-70 và thấp hơn	2,5	
	Dây nhôm A-120 và thấp hơn	2,5	
	Dây chống sét C-25 và thấp hơn	2,5	
	Dây nhôm lõi thép AC- tất cả các tiết diện	2	

Trong tính toán thiết kế, để tránh phải tính hệ số dự trữ bền, người ta quy định tiết diện hoặc đường kính tối thiểu cho phép của dây dẫn đối với từng cấp đường dây. Khi chọn tiết diện, tiết diện và đường kính dây dẫn tối thiểu được quy định theo tiêu chuẩn mẫu trong bảng 6.3.

Riêng đối với các dây dẫn bằng đồng dùng cho mạch đo lường và điều khiển cũng như mạch động lực trong lưới điện áp được quy định theo:

– Mạch dẫn áp: tiết diện tối thiểu $F_{\min} \geq 1,5\text{mm}^2$;

– Mạch dẫn dòng: tiết diện tối thiểu $F_{\min} \geq 2,5\text{mm}^2$.

Dây nhôm, tiết diện bé dễ gãy nứt nên ngày nay hầu như không được dùng cho các mạch đo lường, điều khiển và mạch động lực trong lưới điện hạ áp.

BẢNG 6.3. TIẾT DIỆN HOẶC ĐƯỜNG KÍNH TỐI THIỂU CHO PHÉP CỦA DÂY DẪN

Cấu trúc dây trần	Vật liệu	Cấp đường dây		
		I	II	III
Một sợi (dây đơn)	Đồng	Không cho phép	10 mm ²	6 mm ²
	Thép	Không cho phép	$\phi = 3,5 \text{ mm}$	$\phi = 3\text{mm}$
	Nhôm	Không cho phép	Không cho phép	16mm ²
Nhiều sợi (dây vặn xoắn)	Đồng	25mm ²	10mm ²	6mm ²
	Thép	25mm ²	16mm ²	$\phi = 3\text{mm}$
	Nhôm	35mm ²	25mm ²	16mm ²

Ngoài tiêu chuẩn tiết diện hoặc đường kính tối thiểu của dây dẫn được quy định theo bản chất ứng suất của vật liệu và cấp đường dây còn phải xét tới điều kiện lắp đặt tiết diện tối thiểu theo điều kiện này được nêu trong bảng 6.4.

BẢNG 6.4. TIẾT DIỆN TỐI THIỂU (mm²) CỦA DÂY DẪN THEO ĐIỀU KIỆN LẮP ĐẶT

Dây dẫn trần	Loại dây	Nơi không dân cư			Nơi đông dân cư		
		Cấp đường dây					
		I	II	III	I	II	III
Nhiều sợi	Dây đồng M	25	10	10	25	16	16
	Dây nhôm A	25	25	25	35	35	35
	Dây nhôm lõi thép AC	25	16	16	25	25	25

Đối với các đường dây cáp, độ bền cơ học của ruột cáp được xác định theo các tải trọng cơ học tác động lên ruột (lõi) cáp và vỏ cáp. Các tải trọng này đã được các nhà chế tạo xét tới để xác định tiết diện nhỏ nhất cho phép của ruột cáp ngay từ khi chế tạo và sản xuất cáp theo từng cấp điện áp.

6.1.2. Chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo dòng điện làm việc lâu dài cho phép

Khi có dòng điện chạy qua, dây dẫn và cách điện bị nóng lên do hiệu ứng Joule. Nếu dòng điện tăng cao quá sẽ làm dây dẫn bị biến dạng dẻo, làm giảm độ bền cơ học của dây dẫn. Mặt khác cách điện của dây dẫn và cáp bị già hoá gây nứt rạn. Để đảm bảo cho dây dẫn và cách điện có thể làm việc lâu dài mà không bị huỷ hoại, nhiệt độ của dây dẫn trong chế độ làm việc lâu dài không được vượt quá nhiệt độ cho phép. Để tính được dòng điện làm việc lớn nhất cho phép I_{cp} ứng với nhiệt độ cho phép lớn nhất dựa theo phương trình cân bằng giữa nhiệt lượng do dòng điện chạy qua dây dẫn sinh ra với nhiệt lượng tản ra môi trường bên ngoài:

$$R_D I^2 t = \alpha F (\theta_D - \theta_m).t \quad (6.2)$$

Trong đó:

R_D – điện trở của dây dẫn;

I – dòng điện chạy qua dây dẫn;

t – thời gian duy trì dòng điện;

F – diện tích bề mặt dây;

θ_D – nhiệt độ dây dẫn;

θ_m – nhiệt độ tính toán của môi trường;

α – hệ số truyền nhiệt.

Khi hai lượng nhiệt này bằng nhau, nhiệt độ dây dẫn sẽ đạt tới trạng thái ổn định.

Nhiệt độ cho phép lớn nhất của dây dẫn: $\theta_{cp} = 70^\circ\text{C}$

Nhiệt độ cho phép lớn nhất của cáp (tùy thuộc cách điện): $\theta_{cp} = 55 \div 65^\circ\text{C}$

Dựa vào đó người ta tính toán xây dựng bảng dòng điện cho phép I_{cp} ứng với từng loại dây và từng loại cáp, có các mã hiệu khác nhau tương ứng với tiết diện tiêu chuẩn F_{tc} .

– Các ký mã hiệu dây dẫn trần thông dụng:

+ Ký hiệu của Nga (Liên Xô cũ):

M – dây đồng trần bên vện xoắn, A – dây nhôm trần bên vện xoắn, AC – dây nhôm lõi thép trần bên vện xoắn, ACO và ACY – dây nhôm lõi thép trần bên vện xoắn có tăng cường chịu lực.

+ Ký hiệu của các nước khác:

Cu hoặc C (Copper, hard – drawn) – dây đồng xoắn kéo nguội.

AAC (all – aluminium conductor) – dây nhôm xoắn hoàn toàn bằng nhôm (nhôm dẻo).

AAAC (all aluminium alloy conductor) – dây nhôm xoắn, ở giữa có thêm lõi bằng hợp kim nhôm cứng để tăng cường chịu lực.

ACSR (aluminium conductor steel sein for cad) – dây nhôm xoắn có lõi thép để tăng cường chịu lực.

AMELEC – dây hợp kim nhôm gồm: Al + (0,5 ÷ 0,6%) Mn + 0,5% Si.

Cách ghi ký hiệu đường dây trên bản vẽ:

Đường dây trên không thường thể hiện theo sơ đồ nguyên lý 1 pha (1 sợi):

Ví dụ: $\frac{2.AC - 240}{1,5}$

Trong đó: 2 – hai mạch; AC – dây nhôm lõi thép; 240 – tiết diện 240mm²,
1,5 – chiều dài đường dây 1,5 km.

– Các ký hiệu dây cáp thông dụng:

Ngày nay các cáp cách điện bằng nhựa tổng hợp cao cấp thường được dùng thay cho các cáp bọc cách điện giấy, cách điện nhựa, cách điện cao su có lớp vỏ bọc chịu lực và chống ẩm bên ngoài như: chì, nhôm và đai thép trước đây.

Các cáp loại này có các ký mã hiệu sau:

+ Các cáp lực thông thường:

CU (AL)/ PVC – U = ... ; Cu (AL)/ XLPE – U = ...

ABC – U = ..., CUWBCC/ XLPE, AAABWCC/ XLPE

CU (AL)/ XLPE/ PVC – U = ...

CU (AL)/ XLPE/ PVC/ DSTA/ PVC – U = ...

CU (AL)/ XLPE/ PVC/ SWA/ PVC – U = ...

CU (AL)/ XLPE/ PVC/ AWA/ PVC – U = ...

+ Các cáp chống cháy:

CU (AL)/ XLPE/ FR – PVC – U = ...

CU (AL) XLPE/ LSHF – U = ...

CU (AL) XLPE/ FR – PVC/ DSTA/ FR – PVC – U = ...

CU (AL) / XLPE/ FR – PVC/ SWA/ FR – PVC – U = ...

CU (AL)/ XLPE/ FR – PVC/ AWA/ FR – PVC – U = ...

CU (AL)/ XLPE/ LSHF/ DSTA (SWA, AWA)/ LSHF – U = ...

Trong đó:

CU (AL)/ PVC, CU(AL) / XLPE dây đồng (nhôm) một ruột bọc cách điện PVC hoặc XLPE;

ABC (aerial bundled cable) – cáp vặn xoắn đặt trên không.

CUWBCC (Coper XLPE Covered overhead Water blocking conductor) dây đồng bọc cách điện XLPE có lớp áo chống thấm đặt trên không.

AAAWBCC (all aluminium alloy XLPE covered overhead water blocking conductor) – dây nhôm xoắn ở giữa có lõi bằng hợp kim nhôm bọc cách điện XLPE có lớp áo chống thấm đặt trên không, lớp áo chống thấm được bọc sát dây dẫn;

XLPE – lớp cách điện cao cấp bọc sát dây dẫn ;

PVC – lớp cách điện nhựa bọc sát dây dẫn và làm lớp vỏ bọc phủ bên ngoài.

DSTA (double steel tape amour) – lớp vỏ bọc bằng băng đai thép hai lớp để bảo vệ cáp tránh tác động cơ học.

SWA (steel wire amour) – lớp thép bọc ngoài, tác dụng như trên;

AWA (aluminium wire amoun) – lớp sợi nhôm bọc ngoài để bảo vệ;

FR – PVC (fire resistant – PVC) lớp chống cháy có vỏ bọc PVC.

LSHF (low smoke halogen free flame retardant) lớp chống cháy; khi cháy không sinh khí halogen nên không tạo ra axit clohydric, làm hại cho thiết bị và con người.

U... kV – điện áp định mức của cáp.

Cách ghi ký hiệu các đường dây cáp trên bản vẽ:

Trên bản vẽ các cáp phải thể hiện rõ số pha (số ruột) kể cả ruột trung tính nếu có.

Ví dụ: $\frac{2Cu(3 \times 120 + 1 \times 70)/XLPE/PVC/DSTA/PVC}{0,5} - 36kV$

Trong đó: 2 – số mạch bằng 2;

$3 \times 120 + 1 \times 70$ – cáp ba pha, ba ruột có tiết diện mỗi ruột $120mm^2$ và một ruột (dây trung tính) có tiết diện $70 mm^2$;

Tiếp theo là lần lượt các lớp bọc cách điện/lớp vỏ đai thép bảo vệ/ lớp vỏ bọc cách điện chung ngoài dùng theo thứ tự ruột cáp ra ngoài.

0,5 – chiều dài đoạn cáp 0,5km.

Dòng điện làm việc lâu dài cho phép I_{ϕ} tương ứng với từng tiết diện tiêu chuẩn F_{ϕ} của dây dẫn phụ thuộc vào từng loại mã hiệu dây dẫn và cáp được lập thành các bảng tra cứu cho trong các sổ tay, tài liệu kỹ thuật.

Dòng điện làm việc lâu dài cho phép của dây nhôm (A) và dây nhôm lõi thép (AC) được cho trong bảng 6.5. Điện kháng của đường dây trên không dây nhôm và dây nhôm lõi thép cho trong bảng 6.6. Dung dẫn của đường dây trên không dây nhôm lõi thép cho trong bảng 6.7. Đặc tính kỹ thuật của cáp đồng 1,3 ruột cao áp do hãng Furukawa – Nhật Bản sản xuất cho trong các bảng 6.8 và bảng 6.9. Điện trở, điện kháng và dung dẫn của cáp ba pha ba ruột cho trong bảng 6.10 .

Đặc tính kỹ thuật của cáp đồng 1 ÷ 4 ruột hạ áp 0,6/1kV do hãng LENS – Pháp cho trong bảng 6.11. Dây dẫn hạ áp bọc cách điện cao su và nhựa tổng hợp của Nga (Liên Xô cũ) đặt lồng trong ống thép cho trong bảng 6.12.

**BẢNG 6.5. ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT CỦA DÂY NHÔM VÀ DÂY NHÔM LỖI THÉP TRẦN CỦA NGA
(LIÊN XÔ CŨ)**

Mã và tiết diện dây, mm²	Khối lượng 1km, kg	Đường kính ngoài dây dẫn, mm²	Dòng điện phụ tải lâu dài cho phép, A		Điện trở tác dụng ở nhiệt độ +20°C
			Đặt ngoài trời	Đặt trong nhà	
DÂY NHÔM					
A-16	44	5,1	105	75	1,96
A-25	68	6,3	135	105	1,27
A-35	95	7,5	170	130	0,91
A-50	137	9,0	215	165	0,63
A-70	190	10,6	265	210	0,45
A-95	266	12,4	320	255	0,33
A-120	323	14,0	375	300	0,27
A-150	419	15,8	440	355	0,21
A-185	516	17,4	500	410	0,17
A-240	672	20,1	590	490	0,131
A-300	817	22,2	680	570	0,105
A-400	1087	25,6	815	690	0,078
A-500	1376	29,1	980	820	0,063
A-600	1658	32,0	1070	930	0,052
DÂY NHÔM LỖI THÉP					
AC-16	62	5,4	105	75	0,96
AC-25	92	6,6	130	100	0,27
AC-35	128	8,3	175	135	0,91
AC-50	193	9,9	210	165	0,63
AC-70	269	11,7	265	210	0,45
AC-95	431	13,9	330	260	0,33
AC-120	504	15,3	380	305	0,27
AC-150	623	17,1	445	365	0,21
AC-185	781	19,1	510	425	0,17
AC-240	995	21,5	610	505	0,131
AC-300	1258	24,4	690	585	0,105
AC-400	1637	27,8	835	715	0,078
ACO-300	1098	23,5	690	580	0,108
ACO-400	1501	27,2	825	705	0,078
ACO-500	1836	30,2	975	815	0,065
ACO-600	2206	33,1	1020	855	0,055
ACY-300	1390	25,2	705	-	0,106
ACY-400	1840	29,0	850	-	0,078

**BẢNG 6.6. ĐIỆN KHÁNG CỦA ĐƯỜNG DÂY TRÊN KHÔNG DÂY NHÔM
VÀ DÂY NHÔM LỖI THÉP, Ω /km**

Khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, mm	Mã dây									
	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185	
400	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—	
600	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	
800	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	
1000	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	
1250	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	
1500	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	
2000	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	
2500	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	
3000	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	
3500	0,470	0,456	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384	
4000	0,478	0,464	0,453	0,441	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	
4500	—	0,471	0,460	0,448	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	
5000	—	—	0,467	0,456	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	
5500	—	—	—	0,462	0,448	0,439	0,431	0,426	0,420	
6000	—	—	—	0,468	0,454	0,445	0,437	0,432	0,426	
Khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, mm	Mã dây									
	AC-35	AC-50	AC-70	AC-95	AC-120	AC-150	AC-185	AC-240	AC-300	AC-400
2000	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—	—	—	—
2500	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	—	—	—	—
3000	0,429	0,418	0,408	0,395	0,391	0,384	0,377	0,369	—	—
3500	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378	—	—
4000	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386	—	—
4500	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394	—	—
5000	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401	—	—
5500	—	—	—	—	0,429	0,422	0,415	0,407	—	—
6000	—	—	—	—	—	—	—	0,413	0,404	0,396
6500	—	—	—	—	—	—	—	—	0,409	0,400
7000	—	—	—	—	—	—	—	—	0,414	0,406
8000	—	—	—	—	—	—	—	—	0,418	0,409
8500	—	—	—	—	—	—	—	—	0,422	0,414

BẢNG 6.7. DUNG DẪN CỦA ĐƯỜNG DÂY TRÊN KHÔNG DÂY NHÔM LỖI THÉP, $1/\Omega \cdot \text{km} \cdot 10^{-6}$

Khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, m	Mã dây												
	AC-70	AC-95	AC-120	AC-150	AC-185	AC-240	AC-300	AC-400	ACY-300	ACY-400	ACO-300	ACO-500	ACO-800
3,0	2,79	2,87	2,92	2,97	3,03	3,10	—	—	—	—	—	—	—
3,5	2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,02	—	—	—	—	—	—	—
4,0	2,68	2,75	2,79	2,85	2,90	2,96	—	—	—	—	—	—	—
4,5	2,62	2,69	2,74	2,79	2,84	2,89	—	—	—	—	—	—	—
5,0	2,58	2,65	2,69	2,74	2,82	2,85	—	—	—	—	—	—	—
5,5	—	—	2,67	2,70	2,74	2,80	—	—	—	—	—	—	—
6,0	—	—	—	—	—	2,76	2,81	2,88	2,84	2,91	—	—	—
6,5	—	—	—	—	—	—	2,78	2,84	2,80	2,87	—	—	—
7,0	—	—	—	—	—	—	2,74	2,78	2,77	2,83	—	—	—
7,5	—	—	—	—	—	—	2,71	2,76	2,73	2,80	—	—	—
8,0	—	—	—	—	—	—	2,69	2,73	2,70	2,77	—	—	—
8,5	—	—	—	—	—	—	2,67	2,70	2,68	2,75	—	—	—
9,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,66	2,74	2,78

BẢNG 6.8. ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT CỦA CÁP MỘT RUỘT – HÃNG FURUKAWA NHẬT BẢN CU/XLPE/ PVC

Lõi đồng			Đường kính ngoài cáp (mm)	Trọng lượng (kg/km)	Đặc tính điện						
Tiết diện chuẩn (mm ²)	Điện áp dạng cấu trúc	Đường kính ngoài (mm)			Dòng điện cho phép		Điện trở dây dẫn		Điện dung đường cáp (μF/km)	Điện kháng ở 50 Hz (Ω/km)	Dòng ổn định nhiệt tới 1s (kA)
					Đặt ngoài trời ở 40°C (A)	Đặt trong đất ở 25°C (A)	Một chiều ở 20°C (Ω/km)	50Hz ở 90°C (Ω/km)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	Pha-đất KV Pha-pha <										

16	6	4,7	17,5	430	105	110	1,15	1,47	0,17	0,142	2,28
25		5,9	19,0	545	140	145	0,727	0,927	0,19	0,132	3,57
35	10 – 12	7,0	21	675	170	170	0,524	0,668	0,22	0,126	5,00
50		8,1	22	815	205	205	0,387	0,494	0,24	0,120	7,15
70	Vận xoắn 35	9,7	24	1060	255	250	0,268	0,342	0,27	0,114	10,0
95		11,4	28	1350	310	300	0,193	0,247	0,31	0,109	13,5
120		12,8	27	1620	360	340	0,153	0,196	0,33	0,106	17,1
150		14,3	29	1910	415	380	0,124	0,159	0,36	0,102	21,4
185		16,0	31	2300	475	430	0,0991	0,128	0,40	0,0994	26,4
240		18,4	33	2910	565	500	0,0754	0,0981	0,44	0,0958	34,3
300		20,6	36	3530	645	560	0,601	0,0793	0,48	0,0927	42,9
400		23,3	38	4380	750	635	0,0470	0,0634	0,53	0,0900	57,2
500		26,3	42	5390	865	720	0,0366	0,0511	0,59	0,0876	71,5
630		30,3	47	6890	1000	810	0,0283	0,0417	0,68	0,0856	90,0
800		34,8	51	8670	1140	895	0,0221	0,0351	0,76	0,0833	114
1000		39,3	56	10900	1430	1090	0,176	0,0241	0,85	0,0814	143
35	12	7,0	26	920	175	170	0,524	0,668	0,16	0,141	5,00
50		8,1	27	1080	210	205	0,387	0,494	0,17	0,135	7,15
70	20 – 24	9,7	29	1330	265	250	0,268	0,342	0,19	0,128	10,0
95		11,4	31	1650	320	300	0,193	0,247	0,21	0,122	13,5
120	Vận xoắn	12,8	33	1920	370	340	0,153	0,196	0,23	0,117	17,1
150		14,3	34	2240	420	380	0,124	0,159	0,25	0,114	21,4
185		16,0	36	2630	485	430	0,0991	0,128	0,27	0,110	26,4
240		18,4	39	3270	575	500	0,0754	0,0978	0,30	0,105	34,3
300		20,6	41	3930	660	565	0,0601	0,0788	0,32	0,102	42,9
400		23,3	44	4810	760	640	0,0470	0,0629	0,35	0,0988	57,2
500		26,3	47	5850	880	725	0,0366	0,0505	0,39	0,0956	71,5
630		30,3	52	7390	1010	815	0,0283	0,0410	0,44	0,0928	90,0
800		34,8	57	9200	1150	905	0,0221	0,0343	0,49	0,0896	114
1000		39,3	62	11500	1290	990	0,0176	0,0296	0,55	0,0875	143
50	18	8,1	33	1350	215	205	0,387	0,494	0,13	0,147	7,15
70		9,7	35	1630	270	250	0,268	0,342	0,15	0,139	10,0
95	30 – 36	11,4	37	1970	325	300	0,193	0,247	0,16	0,132	13,5
120		12,8	38	2250	375	340	0,153	0,196	0,18	0,127	17,1
150	Vận xoắn	14,3	40	2570	430	380	0,124	0,159	0,19	0,123	21,4
185		16,0	42	3000	490	430	0,0991	0,127	0,20	0,119	26,4
240		18,4	44	3660	580	500	0,0754	0,0976	0,22	0,114	34,3
300		20,6	47	4310	665	658	0,0601	0,0786	0,24	0,110	42,9
400		23,3	50	5240	770	640	0,0470	0,0625	0,26	0,106	57,2
500		26,3	53	6280	885	725	0,0366	0,0501	0,29	0,102	71,5
630		30,3	58	7900	1020	820	0,0283	0,0405	0,32	0,0993	90,0
800		34,8	62	9750	1160	915	0,0221	0,0337	0,36	0,0955	114
1000		39,3	68	12000	1300	1000	0,0176	0,0290	0,40	0,0929	143

BẢNG CÁC ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT CỦA CÁP BA RUỘT – HÃNG FURUKAWA – NHẬT BẢN

CU/XLPE/PVC/DSTA/PVC

Lõi đồng			Đường kính ngoài cáp (mm)	Trọng lượng (kg/km)	Đặc tính điện						
Tiết diện chuẩn (mm²)	Điện áp dạng cấu trúc	Đường kính ngoài (mm)			Dòng điện cho phép		Điện trở dây dẫn		Điện dung đường cáp (μF/km)	Điện kháng ở 50 Hz (Ω/km)	Dòng ổn định nhiệt tới 1s (kA)
					Đặt ngoài trời ở 40°C (A)	Đặt trong đất ở 25°C (A)	Một chiều ở 20°C (Ω/km)	50Hz ở 90°C (Ω/km)			
1	2	3	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10	3, 6 6 – 7, 2 Vận xoắn	3,7	31	1260	79	86	1,83	2,33	0,19	0,127	14,3
16		4,7	33	1540	100	110	1,15	1,47	0,21	0,118	2,28
25		5,9	37	2300	135	140	0,727	0,927	0,24	0,109	3,57
35		7,0	40	2760	160	170	0,524	0,668	0,28	0,105	5,00
50		8,1	43	3300	195	200	0,387	0,494	0,31	0,100	7,15
70		9,7	47	4140	240	240	0,268	0,342	0,35	0,0949	10,0
95		11,4	51	5180	295	290	0,139	0,247	0,40	0,0914	13,5
120		12,8	55	6120	340	330	0,153	0,196	0,43	0,885	17,1
150		14,3	58	7140	385	370	0,124	0,160	0,47	0,0860	21,4
185		16,0	62	8470	440	415	0,0991	0,128	0,52	0,0837	26,4
240		18,4	69	10700	520	480	0,0754	0,0988	0,56	0,0817	34,3
300		20,6	75	12900	590	540	0,0601	0,0800	0,57	0,0805	42,9
400		23,3	83	16900	680	610	0,0470	0,0643	0,60	0,0790	57,2
500		26,3	92	20600	775	685	0,0366	0,0522	0,62	0,0779	71,5
16	6 10 – 12 Vận xoắn	4,7	39	2210	105	110	1,15	1,47	0,17	0,128	2,28
25		5,9	42	2680	135	140	0,727	0,924	0,19	0,118	3,57
35		7,0	45	3160	165	170	0,524	0,668	0,22	0,113	5,00
50		8,1	48	3710	195	200	0,387	0,494	0,24	0,108	7,15
70		9,7	52	4450	245	240	0,268	0,342	0,27	0,102	10,0
95		11,4	56	5640	300	290	0,193	0,247	0,31	0,0976	13,5
120		12,8	60	6630	340	330	0,153	0,196	0,33	0,0944	17,1
150		14,3	63	7670	385	370	0,124	0,160	0,36	0,0915	21,4
185		16,0	67	9020	445	415	0,0991	0,128	0,40	0,0888	26,4
240		18,4	73	11200	520	480	0,0754	0,0986	0,44	0,0856	34,3
300		20,6	78	13400	590	540	0,0601	0,0798	0,48	0,0833	42,9
400		23,3	86	17200	680	610	0,0470	0,6410	0,53	0,0809	57,2
500		26,3	93	20800	775	685	0,0366	0,0521	0,59	0,0788	71,5
35	12 20 – 24	7,0	57	4380	170	170	0,524	0,668	0,16	0,130	5,00
50		8,1	60	4980	200	200	0,387	0,494	0,17	0,124	7,15
70		9,7	64	5900	250	245	0,268	0,342	0,19	0,117	10,0
95		11,4	68	7090	305	290	0,193	0,247	0,21	0,112	13,5

120	Vận xoắn	12,8	72	8080	350	330	0,153	0,196	0,23	0,108	17,1
150		14,3	75	9230	395	370	0,124	0,159	0,25	0,104	21,4
185		16,0	79	10700	450	415	0,0991	0,128	0,27	0,100	26,4
240		18,4	86	13900	530	480	0,0754	0,0981	0,30	0,0963	34,3
300		20,6	91	16200	600	545	0,0601	0,0792	0,32	0,0933	42,9
400		23,3	98	19300	685	615	0,0470	0,0634	0,35	0,0902	57,2
500		26,3	105	23000	780	690	0,0366	0,0512	0,39	0,0873	71,5
50	18 30 – 36 Vận xoắn	8,1	72	6390	205	200	0,387	0,494	0,13	0,137	7,15
70		9,7	76	7380	255	240	0,268	0,342	0,15	0,129	10,0
95		11,4	81	8670	305	290	0,193	0,247	0,16	0,123	12,5
120		12,8	85	10700	350	330	0,153	0,196	0,18	0,118	17,1
150		14,3	89	11900	395	370	0,124	0,159	0,19	0,114	21,4
185		16,0	93	13500	450	415	0,0991	0,128	0,20	0,110	26,4
240		18,44	98	15900	530	480	0,0754	0,0978	0,22	0,105	34,3
300		20,6	104	18300	600	540	0,0901	0,0789	0,24	0,102	42,9
400		23,3	110	21600	690	615	0,0470	0,0629	0,26	0,0981	57,2
500		26,3	117	25300	785	690	0,0366	0,0506	0,29	0,0947	71,5

BẢNG 6.10. ĐIỆN TRỞ, ĐIỆN KHÁNG VÀ DUNG DẪN CỦA CÁP BA PHA (BA RUỘT)

Tiết diện mm ²	Điện trở của ruột cáp ở +20°C, Ω/km		Điện kháng, Ω/km					Dung dẫn, 10 ⁻⁶ /Ωkm			
	Nhóm	Đồng	Khi điện áp định mức của cáp, kV								
			≤ 1	6	10	20	35	6	10	20	35
4	7,74	4,6	0,095	—	—	—	—	—	—	—	—
6	5,17	3,07	0,090	—	—	—	—	—	—	—	—
10	3,1	1,84	0,073	0,11	0,122	—	—	62,8	—	—	—
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	—	—	72,2	—	—	—
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	0,135	—	88	72,2	53,5	—
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	0,129	—	97,2	85	60	—
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	0,119	—	114	91	66	—
70	0,443	0,26	0,0612	0,08	0,086	0,116	0,137	127	97,5	75,5	56,6
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,110	0,126	134	110	81,5	63
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,107	0,120	146	116	100	75,5
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,104	0,116	162	138	110	81,5
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,101	0,113	169	141	119	88
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	—	—	185	144	132	97,3

BẢNG 6.11. ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT CÁP ĐỒNG HẠ ÁP 0,6/1KV 1, 2, 3 RUỘT CÁCH ĐIỆN PVC – HÃNG LENS – PHÁP CU-PVC

F, mm²	d, mm			Khối lượng, kg/km	I ₀ , Ω/km ở 20°C	I _{cp} , A	
	Lõi	Vỏ				Trong nhà	Ngoài trời
		min	max				
Cáp 1 lõi							
1x1,5	1,4	5,3	6,6	49	12,1	31	24
1x4	2,25	6,2	7,6	79	4,61	53	33
1x6	2,90	6,9	8,2	105	3,08	66	58
1x10	3,80	7,7	9,2	150	1,83	87	80
1x16	4,8	8,5	10,5	211	1,15	113	107
1x25	6,0	10,3	12,5	319	0,727	144	138
1x35	7,1	11,4	13,5	425	0,524	174	169
1x50	8,4	12,7	15,0	555	0,387	206	207
1x70	10,10	14,4	17,0	766	0,268	254	268
1x95	11,1	16,2	19,0	969	0,193	301	328
1x120	12,6	17,9	21,0	1233	0,153	343	382
1x150	14,0	19,9	23,0	1507	0,124	387	441
1x185	15,6	21,9	25,5	1876	0,0991	343	506
1x240	17,9	25,1	28,5	2433	0,0754	501	599
1x300	20,1	27,5	31,0	2957	0,0601	565	693
1x400	23,2	31,1	34,5	3905	0,0470	662	825
1x500	26,2	35,9	38,5	4980	0,0366	750	946
1x630	29,7	39,9	43,0	6360	0,0283	850	1088
Cáp 2 lõi							
2x1,5	1,4	8,8	10,5	127	12,1	37	26
2x2,5	1,8	9,6	11,5	155	7,41	48	36
2x4	2,25	10,5	13,0	211	4,61	63	49
2x6	2,90	11,5	14,0	285	3,08	80	63
2x10	3,80	13,0	16,0	390	1,83	104	86
2x16	4,8	14,5	18,5	535	1,15	136	115
2x25	6,0	17,5	22,0	830	0,727	173	149
2x35	7,1	19,5	24,5	1105	0,524	208	185
Cáp 3 lõi + trung tính							
3x35+25(*)	7,1/6,0	24,6	27,3	1680	0,524/0,727	174	158
3x50+35	8,4/7,1	26,6	31,1	2225	0,387/0,524	206	192
3x70+35(*)	10/7,1	31,1	36,2	2985	0,268/0,524	254	246
3x70+50	10/8,4	31,1	36,2	3120	0,268/0,387	254	246
3x95+50	11,1/8,4	34,7	40,6	3910	0,193/0,387	301	298
3x120+70	12,6/10	38,9	45,4	5090	0,153/0,268	343	346
3x150+70	14,0/10	42,6	49,5	6055	0,124/0,268	397	395
3x185+70	15,6/10	47,1	54,4	7400	0,0991/0,268	434	450
3x240+95	17,9/11,1	53,2	61,5	9600	0,0754/0,193	501	538

BẢNG 6.12. DÒNG ĐIỆN PHỤ TẢI LÂU DÀI CHO PHÉP CỦA DÂY DẪN CỨNG VÀ DÂY DẪN MỀM BÊN NHIỀU SƠI CÁCH ĐIỆN CAO SU VÀ NHỰA TỔNG HỢP HẠ ÁP RUỘT ĐỒNG HOẶC NHÔM – NGA (LIÊN XÔ CŨ) ДÂY ПВ, АПВ, ПРТО, АПРТО

Tiết diện dây, mm ²	Dòng điện lâu dài cho phép A; dây dẫn đặt chung trong một ống					
	Đặt hở	Hai dây một ruột	Ba dây một ruột	Bốn dây một ruột	Một dây một ruột	Một dây ba ruột
0,5	11	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–
1	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30/24	27/20	25/19	25/19	25	21
4	42/32	38/28	35/28	30/23	32	27
6	50/39	46/36	62/32	40/30	40	34
10	80/55	70/50	80/47	50/39	55	50
16	100/80	85/60	90/60	75/55	80	70
25	140/105	115/85	100/80	90/70	100	85
34	170/130	135/100	125/95	115/85	125	100
50	215/165	185/140	170/130	150/120	160	135
70	270/210	225/175	210/165	185/140	195	175
95	330/255	275/215	255/200	225/175	245	215
120	385/295	315/245	290/220	260/200	295	250
150	440/340	360/275	330/255	–	–	–
185	510/390	–	–	–	–	–
240	605/465	–	–	–	–	–
300	695/535	–	–	–	–	–
400	830/645	–	–	–	–	–

Chú thích: • Dây ПВ – dây đồng cách điện nhựa tổng hợp;

АПВ – dây nhôm, cách điện nhựa tổng hợp.

ПРТО – dây đồng, cách điện cao su, đặt trong ống, một dây một ruột.

АПРТО – dây nhôm, cách điện cao su, đặt trong ống một dây một ruột.

• Chữ số: trên gạch chéo – dòng điện cho phép đối với ruột đồng; dưới gạch chéo – đối với ruột nhôm.

Để lựa chọn tiết diện dây dẫn và cáp (đối với cáp tính theo tiết diện của một ruột cáp – một pha) cần phải xác định được dòng điện lớn nhất chạy qua dây dẫn. Thông thường dòng điện này được xác định theo dòng điện tính toán I_{tt} .

$$I_{\text{tt}} = \frac{S_{\text{tt}}}{n\sqrt{3}U} = \frac{P_{\text{tt}}}{n\sqrt{3}U\cos\varphi}, \text{ A} \quad (6.3)$$

Trong đó: S_{tt} , P_{tt} – công suất toàn phần, công suất tác dụng tính toán, kVA, kW được xác định theo chương II.

n – số mạch đường dây chạy song song;

U – điện áp định mức của đường dây, kV;

$\cos\varphi$ – hệ số công suất của phụ tải.

Đối với các đường dây cấp điện cho các máy biến áp, dòng điện làm việc lớn nhất của đường dây (I_w) lấy theo dòng điện quá tải cho phép của MBA khi bị sự cố.

Dựa theo I_{tt} tiến hành tra bảng dòng điện phụ tải lâu dài cho phép, tìm I_{cp} lớn hơn gần nhất tương ứng với các ký mã hiệu của dây dẫn hoặc cáp và hình thức lắp đặt dự định chọn để xác định tiết diện tiêu chuẩn cho phù hợp với điều kiện:

$$I_{tt} \leq I_{cp}, A \quad (6.4a)$$

Khi sử dụng các bảng tra dòng điện phụ tải lâu dài cho phép cần lưu ý:

1. Dòng điện phụ tải của dây dẫn đặt hở ngoài không khí được xác định theo nhiệt độ chuẩn của môi trường là $+25^{\circ}\text{C}$. Nhiệt độ đốt nóng dây dẫn cho phép giới hạn được lấy bằng $+55^{\circ}\text{C}$ đối với dây bọc và cáp cách điện bằng chất dẻo hoặc cao su và $+70^{\circ}\text{C}$ đối với dây trần và thanh góp, thanh dẫn.

Nếu nhiệt độ của môi trường nơi lắp đặt khác $+25^{\circ}\text{C}$, dòng điện phụ tải lâu dài cho phép phải được hiệu chỉnh bằng cách nhân nó với hệ số hiệu chỉnh nêu trong bảng 6.11.

2. Đối với cáp đặt trong đất, dòng điện phụ tải lâu dài cho phép được xác định theo điều kiện cáp được đặt trong hào cáp sâu 0,7 – 1,0m tương ứng với nhiệt độ của đất là $+15^{\circ}\text{C}$. Khi nhiệt độ của đất khác $+15^{\circ}\text{C}$, dòng điện phụ tải lâu dài cho phép của cáp cũng phải hiệu chỉnh bằng cách nhân nó với hệ số hiệu chỉnh nêu trong bảng 6.13.

Trong trường hợp có một số cáp đặt song song trong các rãnh, mương, hào, hầm cáp trong đất, trong các ống hoặc đặt hở, dòng điện phụ tải lâu dài cho phép của các cáp cũng phải được điều chỉnh bằng cách nhân nó với hệ số hiệu chỉnh nêu trong bảng 6.14.

BẢNG 6.13. HỆ SỐ HIỆU CHỈNH THEO NHIỆT ĐỘ CỦA ĐẤT VÀ KHÔNG KHÍ ĐỂ XÁC ĐỊNH DÒNG ĐIỆN PHỤ TẢI LÂU DÀI CHO PHÉP CỦA CÁP, DÂY TRẦN, DÂY BỌC CÁCH ĐIỆN, THANH DẪN, THANH GÓP

Nhiệt độ giới hạn của môi trường, $^{\circ}\text{C}$	Nhiệt độ tiêu chuẩn của dây dẫn, $^{\circ}\text{C}$	Hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ thực tế của môi trường, $^{\circ}\text{C}$											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25		1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,8	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25		1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25		1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25		1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
25		1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	–

**BẢNG 6.14. HỆ SỐ HIỆU CHỈNH THEO SỐ CÁP LÀM VIỆC ĐẶT SONG SONG CẠNH NHAU ,
TRONG ĐẤT, TRONG ỐNG VÀ KHÔNG ỐNG (ĐẶT HỎ)**

Khoảng cách giữa các cáp, mm	Hệ số hiệu chỉnh khi số cáp					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Như vậy, để phù hợp với 2 điều kiện nêu trên tiết diện dây dẫn và cáp được chọn phải phù hợp với điều kiện;

$$I_{tt} \leq I'_{cp}, A \quad (6.4b)$$

– Đối với dây dẫn và dây bọc đặt ngoài không khí:

$$I'_{cp} = k_1 I_{cp} \quad (6.5a)$$

– Đối với cáp đặt hở, đặt trong ống cũng như chôn trong đất:

$$I'_{cp} = k_1 k_2 I_{cp} \quad (6.5b)$$

Trong đó: k_1 – hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ môi trường lắp đặt;

k_2 – hệ số hiệu chỉnh theo số cáp đặt song song nằm cạnh nhau, không xét số cáp làm nhiệm vụ dự trữ.

Việc chọn tiết diện dây dẫn theo dòng điện phụ tải lâu dài cho phép có các ưu, nhược điểm chính sau:

– Ưu điểm:

+ Tận dụng được khả năng tải của dây, nghĩa là dòng điện cho phép đạt tới giới hạn phát nóng cho phép.

+ Tiết kiệm được khối lượng kim loại màu, do dây dẫn và cáp chọn theo phát nóng có tiết diện nhỏ.

– Nhược điểm:

+ Do dây dẫn có tiết diện nhỏ, giá trị điện trở lớn, nếu chiều dài đường dây lớn sẽ dẫn tới tổn thất điện áp và tổn thất công suất lớn.

+ Nếu thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} của đường dây lớn, tổn thất điện năng trên đường dây cũng sẽ lớn.

Chính do những ưu, nhược điểm này việc chọn tiết diện dây dẫn theo dòng điện phụ tải lâu dài cho phép chỉ nên dùng cho lưới điện hạ áp trong các phân xưởng của các xí nghiệp công nghiệp và lưới điện sinh hoạt dân dụng có chiều dài dẫn điện ngắn, các thiết bị điện làm việc không thường xuyên nhằm tiết kiệm khối lượng kim loại màu dùng trong lưới và tiết kiệm vốn đầu tư.

Ví dụ 6.1

Xác định tiết diện dây cáp hạ áp dùng cung cấp điện cho tủ phân phối điện hạ áp của phân xưởng có dòng điện tính toán $I_u = 160A$. Đường cáp chạy song song với 2 đường cáp hạ áp khác của xí nghiệp, khoảng cách giữa các cáp $a = 300mm$. Cáp dùng loại 3 pha 4 ruột.

Giải:

Căn cứ vào $I_{tt} = 160A$ và loại cáp cần dùng, lắp đặt trong rãnh ta chọn cáp hạ áp ruột đồng loại 3 pha 4 ruột do hãng Lens sản xuất. Tra bảng 6.11 chọn cáp có tiết diện $(3 \times 70 + 1 \times 35)$ có $I_{cp} = 254A$.

Tiến hành hiệu chỉnh theo điều kiện nhiệt độ của môi trường lắp đặt và số cáp chạy song song:

$$I'_{cp} = k_1 k_2 I_{cp}$$

Tra bảng 6.13 ứng với nhiệt độ thực của đất $\theta = 30^\circ C$ và tra bảng 6.14 theo số cáp chạy song song $m = 3$ cách nhau $a = 300m$ ta được: $k_1 = 0,79$ và $k_2 = 0,85$.

$$I'_{cp} = 0,79 \cdot 0,85 \cdot 254 \approx 171A$$

$$I_{tt} = 160A < I'_{cp} = 171A$$

Như vậy, tiết diện cáp được chọn $F = 70mm^2$ là phù hợp và cáp có mã hiệu:

$$Cu (3 \times 70 + 1 \times 35) / PVC - 0,6 \div 1kV$$

6.1.3. Chọn tiết diện theo phát nóng khi ngắn mạch và phối hợp với điều kiện bảo vệ

6.1.3.1. Chọn tiết diện dây cáp theo phát nóng khi ngắn mạch

Cáp có khoảng cách không gian bị thu hẹp một cách đáng kể và bị bao bọc bởi nhiều lớp vỏ cách điện nên điều kiện tản nhiệt gặp nhiều khó khăn.

Khi có ngắn mạch, dòng ngắn mạch lớn. Mật khác nhiệt lượng sinh ra trong dây dẫn lại tỷ lệ với bình phương dòng điện và thời gian tồn tại của dòng ngắn mạch nên cáp bị phát nóng đáng kể vượt quá khả năng chịu đựng của cáp. Nếu căn cứ vào dòng ngắn mạch để lựa chọn cáp, cáp sẽ có tiết diện rất lớn. Chính vì vậy, dòng ngắn mạch không phải là tiêu chuẩn để lựa chọn mà chỉ là tiêu chuẩn để kiểm tra tiết diện tiêu chuẩn của cáp sau khi đã được lựa chọn theo các tiêu chuẩn khác và theo tiêu chuẩn phát nóng ngắn hạn.

Dòng ngắn mạch bao gồm hai thành phần: dòng ngắn mạch siêu quá độ I''_N xuất hiện trong một vài chu kỳ đầu khi xảy ra ngắn mạch và dòng ngắn mạch duy trì ở trạng thái xác lập $I_{N\infty}$ tồn tại kéo dài cho đến khi các thiết bị bảo vệ tác động loại trừ dòng ngắn mạch (xem chương VII).

Cả hai thành phần dòng điện ngắn mạch này đều gây ra hiệu ứng nhiệt tạo thành sự tích tụ nhiệt trong dây dẫn có nguy cơ phá hủy dây dẫn do nhiệt.

Chính vì vậy, khi lựa chọn tiết diện dây dẫn và cáp phải kiểm tra theo điều kiện này. Tiết diện được kiểm tra theo điều kiện này được gọi là tiết diện tối thiểu đảm bảo ổn định nhiệt ($F_{min\acute{d}nh}$) và được xác định theo:

$$F_{min\acute{d}nh} = \alpha I_{N\infty} \sqrt{t_{qd}}, \text{ mm}^2 / kA \quad (6.6)$$

Trong đó: α – hệ số tính toán được xác định theo nhiệt độ đốt nóng giới hạn cho phép của ruột cáp,

Với cáp ruột đồng, điện áp tới 10kV, $\alpha = 7$, nhiệt độ cho phép $\theta_{cp} = 250^\circ C$

Với cáp ruột nhôm, điện áp tới 10kV, $\alpha = 12$, nhiệt độ cho phép $\theta_{cp} = 250^\circ C$;

t – thời gian quy đổi của dòng ngắn mạch $t_{qd} = f(\beta'')$, s (xem chương 7).

Đối với Nhật Bản và các nước Tây Âu dòng điện ngắn mạch được chấp nhận với tiết diện tối thiểu đảm bảo ổn định nhiệt với thời gian tồn tại của dòng ngắn mạch tới 5s được xác định theo các biểu thức:

+ Đối với dây đồng:

$$I_N = \frac{143 \cdot F_{\min \text{đnh}}}{\sqrt{t_N}} \quad (6.7a)$$

+ Đối với dây nhôm:

$$\frac{94 \cdot F_{\min \text{đnh}}}{\sqrt{t_N}} \quad (6.7b)$$

Trong đó: $F_{\min \text{đnh}}$ – tiết diện tối thiểu đảm bảo ổn định nhiệt, mm^2 .

t_N – thời gian tồn tại của dòng ngắn mạch tính từ thời điểm xảy ra ngắn mạch tới thời điểm dòng ngắn mạch bị loại trừ (do tác động của bảo vệ), s.

I_N – dòng điện ngắn mạch, kA.

Để đơn giản có thể tra đồ thị, ví dụ nêu trên hình 6.1.

Ví dụ 6.2: Xác định tiết diện tối thiểu của cáp đồng 10kV của đường cáp biết $I_{N\infty} = 6\text{kA}$, $I''_N = 9\text{kA}$, thời gian tác động của bảo vệ $t = 1,5\text{s}$. Đường cáp chôn trong đất, $\alpha = 7$

Giải: Giá trị t_{qd} tìm được theo đường cong phụ thuộc $t_{qd} = f(\beta'')$. Với $\beta'' = \frac{9}{6} = 1,5$

$t_{qd} = 1,58$, do đó ta có:

$$F_{\min \text{đnh}} = 7.6 \sqrt{1,58} \approx 53 \text{mm}^2$$

Tra bảng 6.9 chọn cáp ba pha ba ruột của hãng Furukawa – Nhật Bản có tiết diện $F_{\min \text{đnh}} = 50 \text{mm}^2$ có mã hiệu Cu (3x50) /XLPE/PVC/DSTA/ PVC –6–7,2KV.

Tra đồ thị hình 6.1 với $I_N = I_{\infty} = 6\text{kA}$, $t_N = 1,5\text{s}$ cũng cho kết quả tương tự.

6.1.3.2. Chọn tiết diện dây dẫn phối hợp với điều kiện bảo vệ

Các dây dẫn và cáp hạ áp trong các xí nghiệp công nghiệp và trong lưới điện sinh hoạt dân dụng thường được bảo vệ chống dòng ngắn mạch và quá tải một cách đơn giản là dùng cầu chì và áp tô mát.

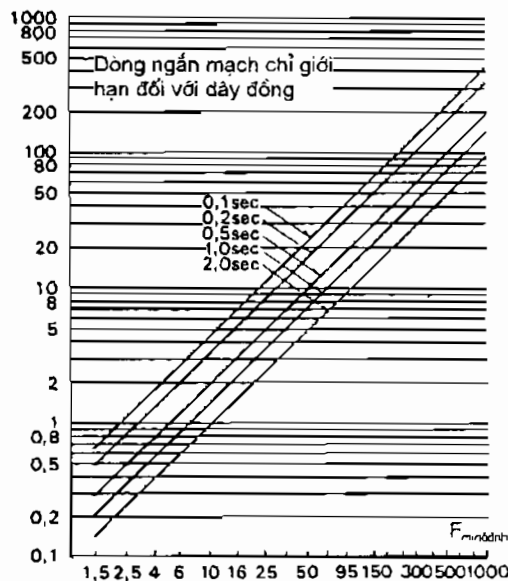
Để lựa chọn tiết diện dây dẫn kết hợp với điều kiện bảo vệ ta thường căn cứ vào hệ số K. K – tỷ số giữa dòng tác động của bảo vệ với dòng điện làm việc lâu dài của dây dẫn được bảo vệ chống ngắn mạch.

$$K = \frac{I_{td}}{I_{cp}} \quad (6.8)$$

Trong đó:

I_{td} – dòng điện tác động (hay khởi động) của rơle bảo vệ;

I_{cp} – dòng điện làm việc lâu dài cho phép của dây dẫn, A.



Hình 6.1. Đồ thị $I_N = f(F_{\min \text{đnh}})$

Việc lựa chọn tiết diện dây dẫn theo (6.8) được tiến hành như sau:

– Đối với dây dẫn được bảo vệ bằng cầu chì:

$$I_{cp} \geq \frac{I_{dmdc}}{K}, A \quad (6.9)$$

Trong đó: I_{cp} – dòng điện làm việc lâu dài cho phép của dây dẫn, A;

I_{dmdc} – dòng điện định mức của dây chảy cầu chì, A;

K – hệ số nêu trên, đối với lưới điện động lực $K = 3$, đối với lưới điện chiếu sáng $K = 0,8$.

– Đối với dây dẫn được bảo vệ bằng aptômat:

+ Aptômat có cơ cấu điện từ tác động tức thời theo dòng điện cực đại (role bảo vệ cắt nhanh);

$$I_{cp} \geq \frac{I_{tdt}}{K}, A \quad (6.10a)$$

Trong đó: $I_{tdt} = (4 \div 5) I_{lvmax}$ – dòng tác động của cơ cấu điện từ, A;

I_{lvmax} – dòng điện làm việc lớn nhất của đường dây, A;

$K = 4,5$

+ Aptômat có cơ cấu tác động theo nhiệt (role nhiệt);

$$I_{cp} \geq \frac{I_{tdnh}}{K}, A \quad (6.10b)$$

Trong đó: $I_{tdnh} = 1,25 I_{lvmax}$ – dòng tác động của role nhiệt, A;

$K = 1,5$

+ Aptômat hỗn hợp có cả cơ cấu điện từ lẫn role nhiệt:

$$I_{cp} \geq \frac{I_{tdnh}}{K}, A \quad (6.10c)$$

Trong đó: I_{tdnh} – dòng điện tác động của role nhiệt, A;

$K = 1,5$

Trong aptômat loại này dòng tác động điện từ không bị hạn chế.

6.1.4. Lựa chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo mật độ dòng điện kinh tế

Mật độ dòng điện kinh tế J_{kt} đã được trình bày trong chương III.

Mật độ dòng điện kinh tế được cho sẵn trong các bảng và phụ thuộc vào chủng loại dây (đồng hoặc nhôm) và thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} . Để tra được J_{kt} cần xác định chủng loại dây cần dùng và thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} đối với từng loại hộ tiêu thụ (xí nghiệp 1 ca, 2 ca, 3 ca, phụ tải sinh hoạt dân dụng).

Khi đường dây cung cấp cho nhiều hộ tiêu thụ cần xác định thời gian sử dụng công suất cực đại trung bình bình quân theo biểu thức:

$$T_{maxtb} = \frac{\sum P_{maxi} T_{maxi}}{\sum P_{maxi}}, h \quad (6.11)$$

Trong đó: $P_{\max i}$ – phụ tải cực đại của hộ tiêu thụ thứ i , kW

$T_{\max i}$ – thời gian sử dụng công suất cực đại của phụ tải thứ i , h.

Tiết diện tính toán F_{tt} của dây dẫn và cáp được xác định theo biểu thức;

$$F_{tt} = \frac{I_u}{J_k}, \text{ mm}^2 \quad (6.12)$$

Trong đó: I_u – dòng điện tính toán chạy trên đường dây, A.

J_u – mật độ dòng điện kinh tế, $\frac{A}{\text{mm}^2}$, tra bảng trình bày trong chương III hoặc trong sổ tay kỹ thuật.

Căn cứ vào F_{tt} chọn tiết diện tiêu chuẩn F_{tc} theo biểu thức:

$$F_{tc} \geq F_{tt}, \text{ mm}^2 \quad (6.13)$$

F_{tc} – tiết diện tiêu chuẩn của dây dẫn tra theo các bảng trình bày trong mục 6.1.2 và lấy tiết diện gần nhất đối với F_{tt} .

Tiết diện được chọn theo J_{kt} có những ưu, nhược điểm chính sau:

– Ưu điểm:

+ Tổn thất công suất, tổn thất điện năng nhỏ do J_{kt} được xác định từ hàm chi phí tính toán hằng năm nhỏ nhất.

+ Tổn thất điện áp nhỏ do điện trở nhỏ để giảm tổn thất công suất và tổn thất điện năng.

– Nhược điểm:

+ Tiết diện chọn theo J_{kt} lớn dẫn tới vốn đầu tư và khối lượng kim loại màu tăng.

Từ những ưu, nhược điểm trên ta nhận thấy, việc chọn tiết diện dây dẫn theo mật độ dòng điện kinh tế chỉ có lợi khi chiều dài đường dây dài và thời gian sử dụng công suất cực đại lớn. Vì vậy, việc chọn tiết diện theo J_{kt} phù hợp với các đường dây truyền tải điện cao áp vận hành quanh năm.

Ví dụ 6.3

Chọn tiết diện dây dẫn cho đường dây trên không dùng dây AC để cung cấp điện cho một xí nghiệp có phụ tải tính toán $S_{tt} = 2000\text{kVA}$, $\cos\varphi = 0,8$, $U_{dm} = 10\text{kV}$, $T_{\max} = 4500\text{h}$, đường dây dùng 2 mạch ($n = 2$).

Giải:

Với $T_{\max} = 4500\text{h}$, dây AC tra bảng J_{kt} (trong chương III) được $J_{kt} = 1,1$ xác định dòng điện tính toán:

$$I_u = \frac{S_{tt}}{n\sqrt{3}U_{dm}} = \frac{2000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 57,8\text{A}$$

Xác định tiết diện tính toán:

$$F_{tt} = \frac{I_u}{J_k} = \frac{57,8}{1,1} = 52,55\text{mm}^2$$

Chọn dây dẫn có tiết diện tiêu chuẩn gần nhất: $F_{tc} = 50\text{mm}^2$

Như vậy đường dây dùng loại: 2AC–50.

6.1.5. Chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo tổn thất điện áp cho phép

6.1.5.1. Yêu cầu chung

Tổn thất điện áp là chỉ tiêu quan trọng để đánh giá chất lượng điện năng. Tổn thất điện áp cho phép $\Delta U_{cp}\%$ được quy định đối với các đường dây hạ áp tính từ thanh cái điện áp 0,4kV đến đầu cực thiết bị. Đối với:

- Đường dây và động cơ điện làm việc bình thường: $\Delta U_{cp} = \pm 5\%$
- Đường dây 2 mạch đứt một mạch và động cơ điện khởi động: $\Delta U_{cp} = \pm 10\%$
- Lưới điện chiếu sáng: $\Delta U_{cp} = \pm 2,5\%$

Đối với lưới điện cao trung áp các MBA có các đầu phân áp có khả năng chuyển đổi để thay đổi điện áp đầu ra nên mức tổn thất điện áp cho phép có thể lớn hơn.

Trong tính toán thiết kế lựa chọn tiết diện dây dẫn đòi hỏi phải thỏa mãn điều kiện:

- Tổn thất điện áp ở chế độ làm việc bình thường:

$$\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{cp} \quad (6.14a)$$

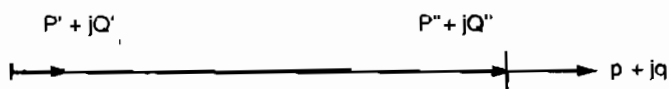
- Tổn thất điện áp ở chế độ sự cố:

$$\Delta U_{\max sc} \leq \Delta U_{cpac} \quad (6.14b)$$

6.1.5.2. Đường dây có một phụ tải đặt tập trung

Sơ đồ đường dây có 1 phụ tải đặt tập trung nêu trên hình 6.2.

Để lựa chọn tiết diện cho đường dây này, ta xuất phát từ biểu thức tính tổn thất điện áp.



Hình 6.2. Đường dây có phụ tải đặt tập trung

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{dm}} \quad (6.15)$$

Trong đó: P, Q – Phụ tải tác dụng và phụ tải phản kháng truyền tải trên đường dây;

R, X – Điện trở và điện kháng của đường dây;

U_{dm} – Điện áp định mức của đường dây;

Tách (6.14) thành 2 thành phần và ký hiệu:

$$\Delta U = \frac{PR}{U_{dm}} + \frac{QX}{U_{dm}} = \Delta U' + \Delta U'' \quad (6.16)$$

- Thành phần: $\Delta U'' = \frac{QX}{U_{dm}}$ là thành phần tổn thất điện áp trên điện kháng của

đường dây. Điện kháng của đường dây phụ thuộc chủ yếu vào cấp điện áp của đường dây và khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, phụ thuộc rất yếu vào tiết diện dây dẫn nên có thể tính trước được:

$$\Delta U'' = \frac{QX}{U_{dm}} = \frac{QX_0 l}{U_{dm}} \quad (6.17)$$

Trong đó: X_0 – suất điện kháng trên 1km đường dây (xem chương V), Ω/km .
 l – chiều dài đường dây, km.

– Thành phần: $\Delta U' = \frac{PR}{U_{dm}}$ là thành phần tổn thất điện áp trên điện trở của đường dây. Điện trở đường dây phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn và bản chất vật liệu làm dây dẫn và có thể xác định gần đúng theo điện trở một chiều theo biểu thức:

$$\Delta U' = \frac{Ppl}{U_{dm}F} = \frac{Pl}{\gamma U_{dm}F}, \text{ với } \gamma = \frac{1}{\rho}, \quad (6.18)$$

Trong đó, ρ – điện trở suất của dây dẫn, $\Omega \text{ mm}^2/\text{km}$
 γ – điện dẫn suất của dây dẫn, $\text{km}/\Omega \text{ mm}^2$
 F – tiết diện dây dẫn, mm^2

Từ (6.18) xác định tiết diện:

$$F = \frac{Ppl}{U_{dm}\Delta U'} = \frac{Pl}{\gamma U_{dm}\Delta U'} \quad (6.19)$$

trong đó, $\Delta U' = \Delta U_{cp} - \Delta U''$ theo điều kiện (6.14a)

Từ F tính được, đối chiếu với thang tiết diện tiêu chuẩn, chọn tiết diện gần nhất sau đó tính toán chính xác lại tổn thất điện áp theo (6.16); so sánh theo (6.14a), nếu không thoả mãn thì tăng dần tiết diện.

Ví dụ 6.4

Chọn tiết diện cho đường dây trên không dài 10km, điện áp $U_{dm} = 10\text{kV}$, dùng dây nhôm lõi thép AC có $\gamma = 32\text{km}/\Omega \text{ mm}^2$ khoảng cách các pha 1m. Hộ tiêu thụ có công suất $S = p + jq = 1500 + j1200\text{kVA}$, tổn thất điện áp $\Delta U_{cp} = 7,5\%$

Giải:

– Tính tổn thất điện áp cho phép trong hệ đơn vị có tên:

$$\Delta U_{cp} = \frac{\Delta U_{cp} \%}{100} \cdot U_{dm} = \frac{7,5 \cdot 10}{100} = 0,75\text{kV}$$

– Tính $\Delta U''$, lấy giá trị X_0 gần đúng với cấp điện áp 10kV, $X_0 = 0,35 \Omega/\text{km}$

$$\Delta U'' = \frac{Q'' X_0 l}{U_{dm}} = \frac{q X_0 l}{U_{dm}} = \frac{1200 \cdot 0,35 \cdot 10}{10} 10^{-3} = 0,42\text{kV}$$

– Tính $\Delta U'$ $\Delta U' = \Delta U_{cp} - \Delta U'' = 0,75 - 0,42 = 0,33\text{kV}$

– Tính F theo (6.19)

$$F = \frac{P'' l}{\gamma U_{dm} \Delta U'} = \frac{1500 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{32 \cdot 10 \cdot 0,33 \cdot 10^{-3}} = 142\text{mm}^2$$

với
$$\gamma = \frac{1}{\rho} = \frac{1}{31,5} = 0,032 \frac{\text{km}}{\Omega \text{mm}^2}$$

Chọn dây dẫn có tiết diện tiêu chuẩn gần nhất là AC – 150

Tra bảng 6.5 với dây AC–150 có $r_0 = 0,21 \Omega/\text{km}$

Tra bảng 6.6 với dây AC–150 và khoảng cách pha nhỏ nhất 2m có $x_0 = 0,358$

Tính tổn thất điện áp chính xác:

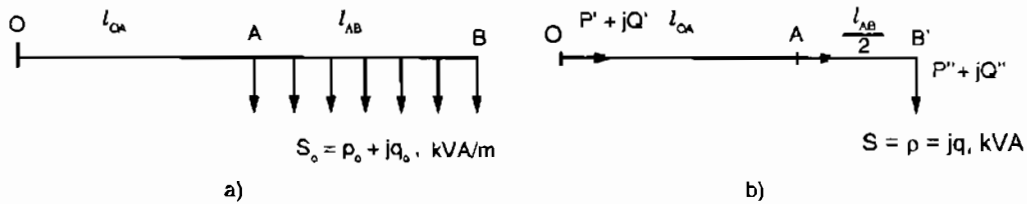
$$\Delta U = \frac{P''r_0l + Q''x_0l}{U_{dm}} = \frac{1500.0,21.10 + 1200.0,358.10}{10} \cdot 10^{-3} \approx 0,735 \text{ kV}$$

Như vậy dây AC-150 được chọn là phù hợp vì:

$$\Delta U = 0,735 \text{ kV} < \Delta U_{cp} = 0,75 \text{ kV}$$

6.1.5.3. Đường dây có phụ tải phân bố đều

Đường dây có phụ tải phân bố đều nêu trên hình 6.3.



Hình 6.3. Sơ đồ đường dây có phụ tải phân bố đều

a) Sơ đồ đường dây; b) Sơ đồ tính toán

Khi trên đường dây có đoạn đường dây có phụ tải phân bố đều, ta thay phụ tải phân bố đều bằng phụ tải tập trung đặt tại điểm giữa đoạn phân bố đều (điểm B' trên hình 6.3b).

Với đường dây có phụ tải phân bố đều, trên đường dây được chọn cùng tiết diện. Ví dụ, đường dây trên hình 6.2. Ta thay phụ tải phân bố đều bằng phụ tải tập trung: $p = p_0 l_{AB}$, $q = q_0 l_{AB}$ và đặt tại điểm giữa B' của đoạn AB. Chiều dài đường dây lúc này có giá trị:

$$l = l_{OA} + l_{AB}/2$$

Việc tính tổn thất được tính như tính toán với đường dây có 1 phụ tải phân bố tập trung, nghĩa là:

$$\Delta U = \frac{P''r_0l + Q''x_0l}{U_{dm}} = \Delta U' + \Delta U''$$

+ Tính trước $\Delta U''$:
$$\Delta U'' = \frac{Q''x_0l}{U_{dm}}$$

với tất cả thông số đã biết:

Q'' – công suất phản kháng cuối đường dây, $Q'' = q_0 l_{AB}$

x_0 – lấy theo giá trị gần đúng đối với cấp điện áp của đường dây;

l – chiều dài đẳng trị của đường dây: $l = l_{OA} + l_{AB}/2$

U_{dm} – điện áp định mức của đường dây.

+ Xác định $\Delta U'$:

$$\Delta U' = \frac{P''r_0l}{U_{dm}} = \frac{P''\rho l}{U_{dm} \cdot F} = \frac{P''l}{\gamma \cdot U_{dm} F}$$

Với

P'' – Công suất tác dụng cuối đường dây, $P'' = p_0 \cdot l_{AB}$;

ρ , γ – điện trở suất, điện dẫn suất của dây dẫn;

F – tiết diện dây dẫn cần xác định.

+ Xác định F :

$$F = \frac{P'' l}{\gamma U_{dm} \Delta U'}$$

Trong đó: $\Delta U' = \Delta U_{cp} - \Delta U''$

+ Tra bảng chọn tiết diện tiêu chuẩn theo điều kiện:

$$F_{tc} \geq F$$

chọn tiết diện tiêu chuẩn gần nhất.

+ Tính chính xác tổn thất theo R và X của dây dẫn đã được chọn:

$$\Delta U = \frac{P'' R + Q'' X}{U_{dm}}$$

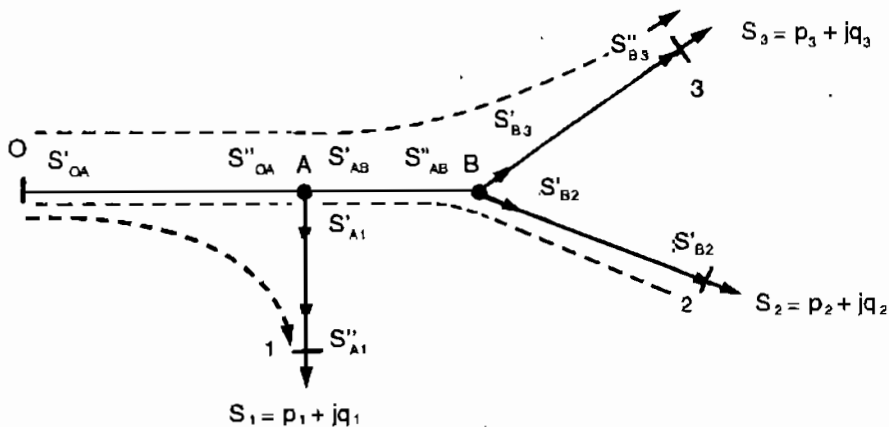
+ So sánh theo điều kiện $\Delta U \leq \Delta U_{cp}$

Rút ra các nhận xét và kết luận.

Như vậy, việc chọn tiết diện dây dẫn của đường dây có phụ tải phân bố đều có các bước tính toán như đối với đường dây có 1 phụ tải phân bố tập trung.

6.1.5.4. Đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung

Đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung có dạng nêu trên hình 6.4.



Hình 6.4. Sơ đồ đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung

Với đường dây có nhiều phụ tải phân bố tập trung, tổn thất điện áp lớn nhất được xác định theo tập các nút tải có liên hệ với nút nguồn (đường nét đứt trên hình 6.4).

$$\Delta U_{\max} = \max_{i \in J} \{ \Delta U_{vi} \} = \max_{i \in J} \left\{ \begin{array}{l} \Delta U_{o1} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{A1} \\ \Delta U_{o2} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B2} \\ \Delta U_{o3} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B3} \end{array} \right\} \leq \Delta U_{cp} \quad (6.20)$$

trong đó, J – tập có liên hệ với nguồn.

Vì chưa biết cấu trúc của đường dây nên chưa khẳng định được tổn thất điện áp theo nhánh nào là lớn nhất. Nên ở đây ta chọn nhánh xa nhất về điện, nghĩa là nhánh có chiều dài lớn và công suất lớn, ví dụ chọn nhánh 03 (hoặc chọn nhánh 02):

$$\Delta U_{03} = \Delta U_{\max} = \Delta U_{OA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B3} \leq \Delta U_{cp} \quad (6.21)$$

Tách (6.12) thành hai thành phần theo (6.16) ta được

$$\begin{aligned} \Delta U_{\max} = \Delta U_{03} &= (\Delta U'_{OA} + \Delta U'_{AB} + \Delta U'_{B3}) + (\Delta U''_{OA} + \Delta U''_{AB} + \Delta U''_{B3}) \\ &= \Delta U'_{03} + \Delta U''_{03} \leq \Delta U_{cp} \end{aligned} \quad (6.22)$$

– Theo (6.22) tính trước được các thành phần $\Delta U''$ theo biểu thức (6.17):

$$\Delta U''_{03} = \frac{Q''_{OA} \cdot x_0 l_{OA} + Q''_{AB} \cdot x_0 l_{AB} + Q''_{B3} \cdot x_0 l_{B3}}{U_{dm}}$$

Tổng quát lại ta có:

$$\Delta U''_{oi} = \frac{\sum x_0 Q_{ij} l_{ij}}{U_{dm}}, \quad (6.23)$$

Trong đó: Q_{ij} – công suất phản kháng truyền tải trên đoạn ij ;

i, j – các nút phụ tải;

x_0 – suất điện kháng trên 1km đường dây, lấy gần đúng theo cấp điện áp;

l_{ij} – chiều dài các đoạn đường dây nối từ nút i tới nút j .

Do chưa biết cấu trúc đường dây, chưa tính được tổn thất công suất, nên coi công suất ở đầu các đoạn đường dây bằng công suất ở cuối các đoạn đó.

Do đó, có: $Q'_{B3} = Q''_{B3} = q_3$, $Q'_{AB} = Q''_{AB} = q_2 + q_3$, $Q'_{OA} = q_1 + q_2 + q_3$

Việc tính $\Delta U''_{03}$ được thực hiện theo (6.23) với các thông số đều đã biết.

– Xác định $\Delta U'_{03}$

Theo (6.18) ta xác định được các thành phần $\Delta U'$:

$$\Delta U'_{03} = \frac{P''_{OA} \frac{l_{OA}}{F_{OA}} + P''_{AB} \frac{l_{AB}}{F_{AB}} + P''_{B3} \frac{l_{B3}}{F_{B3}}}{\gamma U_{dm}} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{03}$$

$$\text{Tổng quát lại ta có: } \Delta U'_{oi} = \frac{\sum P_{ij} \frac{l_{ij}}{F_{ij}}}{\gamma U_{dm}} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi} \quad (6.24)$$

Phương trình (6.24) không giải được vì có nhiều ẩn số mà chỉ có 1 phương trình, cho nên ở đây phải nêu ra một số giả thiết:

a) Giả thiết thứ nhất:

Coi đoạn 03 là đường trục chọn cùng tiết diện, lúc này phương trình (6.24) chuyển thành:

$$\Delta U'_{OA} = \frac{P''_{OA} l_{OA} + P''_{AB} l_{AB} + P''_{B3} l_{B3}}{\gamma U_{dm} F} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{03}$$

Viết một cách tổng quát:

$$\Delta U'_{oi} = \frac{\sum P_{ij} l_{ij}}{\gamma U_{dm} F} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi} \quad (6.25)$$

– Từ (6.25) xác định tiết diện F:

$$F = \frac{\sum_{ij} P'_{ij}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi})} \quad (6.26)$$

b) Giả thiết thứ hai:

Coi các đoạn OA, AB, B3 có các tiết diện khác nhau nhưng trên từng đoạn đều có cùng một mật độ dòng điện J chạy qua với:

$$J = \frac{I_{oA}}{F_{oA}} = \frac{I_{AB}}{F_{AB}} = \frac{I_{B3}}{F_{B3}} = \frac{I_{ij}}{F_{ij}} \quad (6.27)$$

Trong chương trình (6.24) thay $P_{ij} = \sqrt{3} U_{dm} I_{ij} \cos \varphi_{ij}$ ta được:

$$\Delta U'_{oi} = \frac{\sum \sqrt{3} \frac{I_{ij}}{F_{ij}} l_{ij} \cos \varphi_{ij}}{\gamma} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi} \quad (6.28)$$

Thay (6.27) vào (6.28) ta được:

$$\Delta U'_{oi} = \sqrt{3} \frac{J}{\gamma} \sum I_{ij} \cos \varphi_{ij} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi} \quad (6.29)$$

– Từ (6.29) xác định J:

$$J = \frac{\gamma (\Delta U_{cp} - \Delta U''_{oi})}{\sqrt{3} \sum I_{ij} \cos \varphi_{ij}} \quad (6.30)$$

trong đó, $\cos \varphi_{ij}$ – hệ số công suất của phụ tải truyền tải trên đoạn đường dây ij.

– Thay j vào (6.27) ta sẽ tính được tiết diện của các đoạn F_{oA} , F_{AB} , F_{B3} và tra bảng tìm được điện trở và điện kháng của từng đoạn.

– Tính chính xác tổn thất trên từng đoạn.

– Xác định tiết diện của các đoạn còn lại dựa theo các ΔU_{ij} đã tính được với:

$$\begin{aligned} \Delta U_{cpA1} &= \Delta U_{cp} - \Delta U_{oA} \\ \Delta U_{cpB2} &= \Delta U_{cp} - (\Delta U_{oA} + \Delta U_{AB}) \end{aligned}$$

Khi đó:

$$\Delta U_{cpA1} = \frac{P''_{A1} l_{A1}}{\gamma U_{dm} F_{A1}} + \frac{Q''_{A1} l_{A1}}{U_{dm}}$$

Với

$$\Delta U''_{A1} = \frac{Q''_{A1} l_{A1}}{U_{dm}} \text{ tính trước được.}$$

Từ đó xác định:

$$F_{A1} = \frac{P''_{A1} l_{A1}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cpA1} - \Delta U''_{A1})}$$

Bằng cách tương tự ta sẽ xác định được F_{B2} :

$$F_{B2} = \frac{P''_{B2} l_{B2}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cpB2} - \Delta U''_{B2})}$$

– Tra bảng chọn tiết diện tiêu chuẩn: F_{tcA1} , F_{tcB2} .

– Tính chính xác các ΔU_{A1} và ΔU_{B2} theo các thông số đã biết.

Ví dụ 6.5

Xác định tiết diện của các đoạn đường dây của lưới điện có $U_{dm} = 10\text{kV}$ nêu trên hình 6.4. Toàn bộ đường dây dùng dây AC, khoảng cách giữa các pha $D = 1\text{m}$. Chiều dài các đoạn: $l_{oA} = 5\text{km}$, $l_{AB} = 2\text{km}$, $l_{A1} = 3\text{km}$, $l_{B2} = 3\text{km}$, $l_{B3} = 2\text{km}$.

Phụ tải của các hộ tiêu thụ: $S_1 = 500 + j500\text{kVA}$, $S_2 = 800 + j600\text{kVA}$,

$$S_3 = 700 + j700\text{kVA}$$

Tổn thất điện áp cho phép $\Delta U_{cp} = 7,5\%$

Giải:

– Xác định ΔU_{cp} trong hệ đơn vị trên:

$$\Delta U_{cp} = \frac{7,5}{100} \cdot 10 = 0,75\text{kV}$$

– Giả thiết $\Delta U_{max} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B3} = \Delta U_{o3}$

– Tính các thành phần của $\Delta U''_{o3}$ với $x_0 = 0,38 \Omega/\text{km}$

$$\begin{aligned} \Delta U_{o3} &= \frac{x_0 (Q''_{oA} l_{oA} + Q''_{AB} l_{AB} + Q''_{B3} l_{B3})}{U_{dm}} \\ &= 0,38 \frac{[(500 + 600 + 700)5 + (600 + 700)2 + 700 \cdot 2]}{10} \cdot 10^{-3} = 0,547\text{kV} \end{aligned}$$

Xác định $\Delta U'_{o3}$:

$$\Delta U'_{o3} = \frac{(P''_{oA} \frac{l_{oA}}{F_{oA}} + P''_{AB} \frac{l_{AB}}{F_{AB}} + P''_{B3} \frac{l_{B3}}{F_{B3}})}{\gamma U_{dm}} = \Delta U_{cp} - \Delta U''_{o3}$$

a) Tính theo giả thiết 1: Toàn bộ đoạn đường dây từ 0 tới 3 dùng dây có cùng tiết diện, theo (6.26) ta có:

$$F = \frac{(500 + 800 + 700) \cdot 5 + (800 + 700) \cdot 2 + 700 \cdot 2}{32 \cdot 10(0,75 - 0,547)} = 222\text{mm}^2$$

Tra bảng chọn tiết diện tiêu chuẩn: $F_{tc} = 240\text{mm}^2$ dây AC-240

– Tính chính xác tổn thất điện áp:

Với dây AC-240 tra bảng điện trở điện kháng được:

$$r_0 = 0,131 \Omega/\text{km}, x_0 = 0,369 \Omega/\text{km}$$

$$\begin{aligned} \Delta U'_{o3} &= \frac{P''_{oA} r_0 l_{oA} + P''_{AB} r_0 l_{AB} + P''_{B3} r_0 l_{B3}}{U_{dm}} \\ &= \frac{(500 + 800 + 700)0,131 \cdot 5 + (800 + 700)0,131 \cdot 2 + 700 \cdot 0,131 \cdot 2}{10} \cdot 10^{-3} \end{aligned}$$

$$= 0,188\text{kV}$$

$$\Delta U''_{o3} = 0,369 \frac{[(500 + 600 + 700) \cdot 5 + (600 + 700) \cdot 2 + 700 \cdot 2]}{10} \cdot 10^{-3}$$

$$= 0,480\text{kV}$$

$$\Delta U_{03} = \Delta U'_{03} + \Delta U''_{03} = 0,188 + 0,48 = 0,668 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{03} = 0,668 \text{ kV} < \Delta U_{cp} = 0,75 \text{ kV}$$

Tiết diện dây AC-185 phù hợp với yêu cầu về tổn thất điện áp.

– Xác định tiết diện dây đoạn A1

$$\begin{aligned} + \text{Tính } \Delta U_{0A}: \quad \Delta U_{0A} &= \frac{(500 + 800 + 700) \cdot 0,131 \cdot 5 + (500 + 600 + 700) \cdot 0,369 \cdot 5}{10} \cdot 10^{-3} \\ &= 0,463 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U_{cpA1}: \quad \Delta U_{cpA1} = \Delta U_{cp} - \Delta U_{0A} = 0,75 - 0,463 = 0,287 \text{ kV} = 0,480 \text{ kV}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U''_{A1}: \quad \Delta U''_{A1} = \frac{Q''_{A1} \cdot x_0 \cdot I_{A1}}{U_{dm}} = \frac{500 \cdot 0,38 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,057 \text{ kV}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U'_{A1}: \quad \Delta U'_{A1} = \Delta U_{cpA1} - \Delta U''_{A1} = 0,287 - 0,057 = 0,23 \text{ kV}$$

Xác định tiết diện của đoạn A1, F_{A1} :

$$F_{A1} = \frac{P''_{A1} \cdot I_{A1}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cpA1} - \Delta U''_{A1})} = \frac{500 \cdot 3}{32 \cdot 10 \cdot (0,287 - 0,057)} = 20,4 \text{ mm}^2$$

+ Chọn tiết diện cho đoạn A1: $F_{tcA1} = 25 \text{ mm}^2$, dây AC-25 theo tiêu chuẩn độ bền cơ học phù hợp với tiêu chuẩn của đường dây cấp II.

+ Tính chính xác tổn thất điện áp cho đoạn A1.

Với dây AC-25 tra bảng điện trở, điện kháng được:

$$r_0 = 1,27 \Omega / \text{km}, \quad x_0 = 0,403 \Omega / \text{km} \text{ (lấy theo AC-35)}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{A1} &= \frac{P''_{A1} \cdot r_0 \cdot I_{A1} + Q''_{A1} \cdot x_0 \cdot I_{A1}}{U_{dm}} \\ &= \frac{500 \cdot 1,27 \cdot 3 + 500 \cdot 0,403 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,251 \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{01} = \Delta U_{0A} + \Delta U_{A1} = 0,463 + 0,251 = 0,714 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{01} = 0,714 \text{ kV} < \Delta U_{cp} = 0,75 \text{ kV}$$

Dây AC – 16 được chọn là phù hợp.

– Xác định tiết diện dây đoạn B2.

$$+ \text{Tính } \Delta U_{AB}: \quad \Delta U_{AB} = \frac{(800 + 700) \cdot 0,131 \cdot 2 + (600 + 700) \cdot 0,369 \cdot 2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,135 \text{ kV}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U_{cpB2}: \quad \Delta U_{cpB2} = \Delta U_{cp} - (\Delta U_{0A} + \Delta U_{AB}) = 0,75 - (0,463 + 0,135) = 0,152 \text{ kV}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U''_{B2}: \quad \Delta U''_{B2} = \frac{Q''_{B2} \cdot x_0 \cdot I_{B2}}{U_{dm}} = \frac{600 \cdot 0,38 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,068 \text{ kV}$$

$$+ \text{Tính } \Delta U'_{B2}: \quad \Delta U'_{B2} = \Delta U_{cpB2} - \Delta U''_{B2} = 0,152 - 0,068 = 0,084 \text{ kV}$$

+ Xác định tiết diện của đoạn B2, F_{B2} :

$$F_{B2} = \frac{P''_{B2} \cdot I_{B2}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cpB2} - \Delta U''_{B2})} = \frac{800 \cdot 3}{32 \cdot 10 \cdot (0,152 - 0,068)} = 89,3 \text{ mm}^2$$

+ Chọn tiết diện cho đoạn B2: $F_{tcB2} = 95\text{mm}^2$, dây AC-95

Tra điện trở, điện kháng được $r_0 = 0,33 \Omega/\text{km}$, $x_0 = 0,371 \Omega/\text{km}$.

+ Kiểm tra ΔU_{B2} :
$$\Delta U_{B2} = \frac{800.0,33.2 + 600.0,371.2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,097\text{kV}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{02} &= \Delta U_{OA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B2} = 0,463 + 0,135 + 0,097 \\ &= 0,695\text{kV} < 0,75\text{kV}\end{aligned}$$

b) Tính theo giả thiết 2:

Tương tự như trên, ta giả thiết:

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{03} \leq \Delta U_{cp}$$

Theo biểu thức (6.30) ta có:

$$J = \frac{\gamma(\Delta U_{cp} - \Delta U''_{01})}{\sqrt{3} \sum l_{ij} \cdot \cos \varphi_{ij}}$$

Để tìm J ta thực hiện các bước tính sau:

+ Xác định $\Delta U''_{01}$: Theo kết quả tính toán sơ bộ với $x_0 = 0,38 \Omega/\text{km}$ ở mục a, ta có:

$$\Delta U''_{03} = \Delta U''_{OA} + \Delta U''_{AB} + \Delta U''_{B3} = 0,48\text{kV}$$

+ Xác định hệ số công suất của các phụ tải được truyền tải trên các đoạn đường dây ij theo biểu thức:

$$\cos \varphi_{ij} = \frac{P_{ij}}{S_{ij}} = \frac{P_{ij}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}$$

Với đoạn OA:

$$\begin{aligned}P_{OA} &= p_1 + p_2 + p_3 = 500 + 800 + 700 = 2000\text{kW} \\ Q_{OA} &= q_1 + q_2 + q_3 = 500 + 600 + 700 = 1800\text{kVAr} \\ S_{OA} &= \sqrt{P_{OA}^2 + Q_{OA}^2} = \sqrt{2000^2 + 1800^2} = 2691\text{kVA} \\ \cos \varphi_{OA} &= \frac{2000}{2691} = 0,74\end{aligned}$$

Với đoạn AB:

$$\begin{aligned}P_{AB} &= p_2 + p_3 = 800 + 700 = 1500\text{kW} \\ Q_{AB} &= q_2 + q_3 = 600 + 700 = 1300\text{kVAr} \\ S_{AB} &= \sqrt{P_{AB}^2 + Q_{AB}^2} = \sqrt{1500^2 + 1300^2} = 1985\text{kVA} \\ \cos \varphi_{AB} &= \frac{1500}{1985} = 0,76\end{aligned}$$

Với đoạn B3:

$$\begin{aligned}P_{B3} &= p_3 = 700\text{kW} \\ Q_{B3} &= q_3 = 700\text{kVAr} \\ S_{B3} &= \sqrt{700^2 + 700^2} = 990\text{kVA} \\ \cos \varphi_{B3} &= \frac{700}{990} \approx 0,71\end{aligned}$$

+ Tính mật độ dòng điện J:

$$J = \frac{32 \cdot (0,75 - 0,48)}{\sqrt{3} \cdot (5 \cdot 0,74 + 2 \cdot 0,76 + 2 \cdot 0,71)} = \frac{32 \cdot 0,27}{\sqrt{3} \cdot 6,64} = 0,75 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

+ Tính các dòng điện I_{ij} :

$$I_{OA} = \frac{S_{OA}}{\sqrt{3}U_{dm}} = \frac{2691}{\sqrt{3}.10} = 156A$$

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3}U_{dm}} = \frac{1985}{\sqrt{3}.10} = 115A$$

$$I_{B3} = \frac{S_{B3}}{\sqrt{3}U_{dm}} = \frac{990}{\sqrt{3}.10} = 57A$$

+ Xác định các tiết diện F_{ij} theo (6.30) và chọn dây có tiết diện tiêu chuẩn:

$$F_{OA} = \frac{156}{0,75} = 208mm^2, \text{ chọn dây AC-240 có } F_{tc} = 240mm^2$$

$$r_o = 0,131 \Omega/km, x_o = 0,369 \Omega/km$$

$$F_{AB} = \frac{115}{0,75} = 153mm^2$$

chọn dây AC-150 có $F_{tc} = 150mm^2$, $r_o = 0,21 \Omega/km$, $x_o = 0,358 \Omega/km$

$$F_{B3} = \frac{57}{0,75} = 76mm^2$$

chọn dây AC-70 có $F_{tc} = 70mm^2$, $r_o = 0,45 \Omega/km$, $x_o = 0,382 \Omega/km$.

+ Tính chính xác tổn thất điện áp trên các đoạn:

$$\Delta U_{OA} = \frac{(500 + 800 + 700)0,131.5 + (500 + 600 + 700).0,369.5}{10} \cdot 10^{-3} = 0,463kV$$

$$\Delta U_{AB} = \frac{(800 + 700).0,21.2 + (600 + 700).0,358.2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,156kV$$

$$\Delta U_{B3} = \frac{700.0,45 + 700.0,382.2}{10} \cdot 10^{-3} = 0,117kV$$

$$\Delta U_{O3} = \Delta U_{OA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B3} = 0,463 + 0,156 + 0,117 = 0,736kV$$

Như vậy, $\Delta U_{O3} = 0,736kV < \Delta U_{cp} = 0,75kV$ – Dây dẫn được chọn là phù hợp.

Sau khi chọn tiết diện của nhánh chính theo cùng mật độ dòng điện, ta đã có cấu trúc đường dây. Các đoạn còn lại chọn theo tổn thất điện áp phụ thuộc vào cấu trúc của đường dây đã biết.

+ Chọn tiết diện cho các đoạn A_1 và B_2

Đoạn A_1 :

$$\Delta U_{A1} = \Delta U'_{A1} + \Delta U''_{A1} \leq \Delta U_{cpA1}$$

$$\Delta U_{cpA1} = \Delta U_{cp} - \Delta U_{OA} = 0,75 - 0,463 = 0,287kV$$

$$\Delta U''_{A1} = \frac{Q''_{A1} \cdot x_o \cdot I_{A1}}{U_{dm}} = \frac{500.0,382.3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,057kV$$

$$\Delta U'_{A1} = \frac{P''_{A1} \cdot I_{A1}}{\gamma U_{dm} \cdot F_{A1}} = \Delta U_{cpA1} - \Delta U''_{A1}$$

$$F_{A1} = \frac{P''_{A1} \cdot I_{A1}}{\gamma U_{dm} (\Delta U_{cpA1} - \Delta U''_{A1})} = \frac{500.3}{32.10(0,287 - 0,057)} = 20,4mm^2$$

Chọn dây AC-25 có tiết diện $F_{tc} = 25\text{mm}^2$, $r_o = 1,27 \Omega/\text{km}$, $x_o = 0,403 \Omega/\text{km}$,
Kiểm tra lại tổn thất điện áp trên đoạn A1

$$\Delta U_{A1} = \frac{500 \cdot 1,27 \cdot 3 + 500 \cdot 0,403 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,251 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{o1} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{A1} = 0,463 + 0,251 = 0,714 \text{ kV} < \Delta U_{cp} = 0,75 \text{ kV}$$

Tiết diện được chọn là phù hợp.

Đoạn B2:

$$\Delta U_{B2} = \Delta U'_{B2} + \Delta U''_{B2} \leq \Delta U_{cpB2}$$

$$\Delta U_{cpB2} = \Delta U_{cp} - (\Delta U_{oA} + \Delta U_{AB}) = 0,75 - (0,463 + 0,156) = 0,131 \text{ kV}$$

$$\Delta U''_{B2} = \frac{Q_{B2} \cdot x_o \cdot l_{B2}}{U_{dm}} = \frac{600 \cdot 0,38 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,068 \text{ kV}$$

$$\Delta U'_{B2} = \frac{P_{B2} \cdot l_{B2}}{\gamma U_{dm} \cdot F_{B2}} = \Delta U_{cpB2} - \Delta U''_{B2}$$

$$F_{B2} = \frac{P_{B2} \cdot l_{B2}}{\gamma U_{dm} \cdot (\Delta U_{cpB2} - \Delta U''_{B2})} = \frac{800 \cdot 3}{32 \cdot 10 \cdot (0,131 - 0,068)} = 119 \text{ mm}^2$$

Chọn dây AC-120 có tiết diện tiêu chuẩn $F_{tc} = 120\text{mm}^2$, $r_o = 0,27 \Omega/\text{km}$, $x_o = 0,365 \Omega/\text{km}$.

Kiểm tra lại tổn thất điện áp trên đoạn B2:

$$\Delta U_{B2} = \frac{800 \cdot 0,27 \cdot 3 + 600 \cdot 0,365 \cdot 3}{10} \cdot 10^{-3} = 0,130 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{o2} = \Delta U_{oA} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{B2} = 0,463 + 0,156 + 0,13 = 0,749 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{o2} = 0,749 \text{ kV} < \Delta U_{cp} = 0,75 \text{ kV}$$

Tiết diện dây dẫn được chọn là phù hợp.

Từ hai cách chọn tiết diện dây dẫn trong lưới có nhiều phụ tải phân bố tập trung theo hai giả thiết (hai quan điểm) nêu trên ta nhận thấy các tiết diện dây dẫn chọn theo giả thiết dây dẫn có cùng mật độ dòng điện J phù hợp hơn cách chọn theo giả thiết đường trục có cùng tiết diện.

Việc chọn tiết diện theo tổn thất điện áp cho phép thích hợp dùng cho các lưới điện trung áp không có thiết bị tự động điều chỉnh điện áp và lưới điện chiếu sáng.

Vì điện áp là tiêu chuẩn chất lượng nên việc chọn tiết diện dây dẫn theo các phương pháp đã nêu nhất thiết phải kiểm tra tổn thất điện áp sau khi đã chọn được tiết diện theo tổn thất điện áp cho phép.

Với dây dẫn chọn có tiết diện nhỏ phải kiểm tra theo tiết diện tối thiểu đảm bảo độ bền cơ học ứng với từng cấp điện áp.

Đối với đường dây hai mạch phải kiểm tra lại tổn thất điện áp khi sự cố đứt một mạch đường dây theo điều kiện sự cố $-\Delta U_{sc}$ cho phép.

6.1.6. Chọn tiết diện dây dẫn theo tổn thất vầng quang điện

Tổn thất vầng quang điện xuất hiện đối với các đường dây trên không mang điện áp cao từ 110kV trở lên. Dây dẫn bộ phóng điện bề mặt ra môi trường không khí do tác

động của điện trường và phụ thuộc vào điện áp vận hành, cấu trúc dây và thời tiết. Muốn tránh phóng điện vầng quang, cường độ điện trường của dây dẫn phải thoả mãn điều kiện:

$$E < 16,15 \text{ kV/cm}$$

Cường độ điện trường phụ thuộc vào điện áp vận hành U , hình thức bố trí dây trên cột:

$$E = \frac{U}{\sqrt{3}r \ln \frac{D}{r} \pm 0,231} \quad (6.31)$$

Trong đó: U – điện áp của đường dây, kV;
 r – bán kính của tiết diện dây dẫn, mm;
 D – khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, mm;

Thay $E = 16,15 \text{ kV/cm}$ trong (6.31) sẽ tính được r :

$$r \geq \frac{U}{\sqrt{3} \ln \frac{D}{r} \pm 0,231} \quad (6.32)$$

$r_{\min}$ là bán kính nhỏ nhất của tiết diện dây dẫn thoả mãn điều kiện tránh tổn thất vầng quang điện.

Từ $r_{\min}$ sẽ xác định được tiết diện tối thiểu thoả mãn điều kiện trên

$$F_{\min} = \pi r_{\min}^2, \text{ mm}^2$$

Để thuận tiện cho việc tính toán thiết kế, tiết diện tối thiểu hạn chế tổn thất vầng quang điện được quy định:

- Với điện áp 110kV $F_{\min} > 70 \text{ mm}^2$.
- Với điện áp 220kV $F_{\min} > 240 \text{ mm}^2$

Việc chọn tiết diện dây dẫn theo tổn thất vầng quang điện chuyển thành điều kiện kiểm tra tiết diện tối thiểu tránh tổn thất vầng quang điện.

6.1.7. Chọn tiết diện thanh dẫn, thanh góp

Trong các xí nghiệp công nghiệp luyện kim màu và luyện kim đen và các xí nghiệp sản xuất tiêu thụ nhiều năng lượng có tốc độ tăng trưởng phụ tải nhanh, dòng phụ tải lớn tới 2000 – 5000A hoặc lớn hơn, điện áp 6 – 22kV.

Trong các trường hợp này việc sử dụng các kết cấu thanh dẫn trong xí nghiệp thay cho số lượng lớn cáp làm việc song song là hoàn toàn hợp lý.

Mặt khác trong các dây truyền sản xuất trong các phân xưởng có các máy móc công nghiệp bố trí thành từng dãy, việc dùng thanh dẫn cho các tủ động lực sẽ ưu việt hơn.

Để cấp điện cho các cầu trục trong phân xưởng dùng thanh dẫn thuận lợi hơn dùng dây dẫn.

Việc lựa chọn tiết diện thanh dẫn được tiến hành dựa theo dòng điện phụ tải phát nóng lâu dài cho phép hoặc theo mật độ dòng kinh tế và được kiểm tra về ổn định lực điện động và ổn định nhiệt đối với tác động của dòng điện ngắn mạch.

Dòng điện làm việc lâu dài cho phép của thanh dẫn hình chữ nhật được xác định theo biểu thức:

$$I'_{cp} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{cp}. \quad (6.33)$$

Trong đó: I_{cp} – dòng điện làm việc lâu dài cho phép đối với 1 thanh khi nhiệt độ của thanh $\theta_T = +70^\circ\text{C}$, nhiệt độ của môi trường xung quanh $\theta_{mt} = +25^\circ\text{C}$ và thanh dẫn đặt thẳng đứng cho trong bảng 6.15a, b;

k_1 – hệ số hiệu chỉnh khi thanh dẫn đặt nằm ngang, $k_1 = 0,95$;

k_2 – hệ số hiệu chỉnh dòng điện lâu dài cho phép khi có nhiều thanh song song trong 1 pha, bảng (6.16);

k_3 – hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ môi trường xung quanh θ'_{mt} khác $+25^\circ\text{C}$ được xác định theo bảng (6.17)

6.1.7.1. Điều kiện lựa chọn thanh dẫn

Thanh dẫn được lựa chọn theo điều kiện:

$$I'_{cp} \geq I_{lvmax} \quad (6.34)$$

Trong đó: I_{lvmax} – dòng điện làm việc lớn nhất chạy qua thanh dẫn, A;

I'_{cp} – dòng điện cho phép của thanh dẫn đã được hiệu chỉnh theo (6.33), A;

Việc lựa chọn thanh dẫn theo mật độ dòng kinh tế ít được dùng.

6.1.7.2. Điều kiện kiểm tra thanh dẫn

a) Độ bền cơ

Để đảm bảo độ bền cơ học thanh dẫn khi xảy ra ngắn mạch, ứng suất tính toán trong thanh dẫn không được vượt quá ứng suất uốn cho phép đối với từng loại thanh. Giá trị ứng suất uốn cho phép của các loại thanh dẫn cho trong bảng (6.18).

– Lực tính toán do tác động của dòng ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$F_{tt} = 1,76 i_{xk}^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-8}, \text{ kG} \quad (6.35)$$

Trong đó: i_{xk} – dòng điện ngắn mạch xung kích, kA, (xem chương 7)

l – chiều dài của nhịp thanh dẫn, cm

a – khoảng cách trung bình hình học giữa các thanh dẫn đặt ở các pha, cm

l, a xem hình 6.5.

BẢNG 6.15A. PHỤ TẢI CHO PHÉP CỦA THANH DẪN

Kích thước thanh dẫn, mm	Phụ tải tính bằng A, với số thanh của một cực hay một pha							
	1	2	3	4	1	2	3	4
	Thanh dẫn đồng				Thanh dẫn nhôm			
15x3	210	–	–	–	165	–	–	–
20x3	275	–	–	–	215	–	–	–
25x3	340	–	–	–	265	–	–	–
30x4	475	–	–	–	365/370	–	–	–
40x4	625	–/1090	–	–	480	–/855	–	–

40x5	700/705	-/1250	-	-	540/515	-/965	-	-
50x5	860/870	-/1525	-/1895	-	665/670	-/1180	-/1470	-
50x6	955/960	-/1700	-/2145	-	740/745	-/1315	-/1655	-
60x6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	-	870/880	1350/1555	172/1910	-
80x6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	-	1150/1170	1630/2055	210/2460	-
100x6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	-	1425/1455	1935/2515	2500/3010	-
60x8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	-	1025/1040	1680/1840	2180/2330	-
100x8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	-	1625/1690	2390/2945	3050/3620	-
120x8	2400/2600	3400/4440	4340/5600	-	1900/2040	2650/3350	3380/1250	-
60x10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	-	1155/1180	2010/2110	2650/2720	-
80x10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	-	1480/1540	2410/2735	3100/3440	-
100x10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/1400
120x10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800	2070/2300	3200/3900	4100/1860	4650/5200

Ghi chú: Tử số – ghi phụ tải dòng điện xoay chiều, mẫu số – ghi phụ tải dòng điện một chiều.

BẢNG 6.15B. PHỤ TẢI CHO PHÉP CỦA THANH DẪN THÉP

Kích thước thanh dẫn thép, mm	Phụ tải, A	Kích thước thanh dẫn thép, mm	Phụ tải, A	Kích thước thanh dẫn thép, mm	Phụ tải, A	Kích thước thanh dẫn thép, mm	Phụ tải, A
16x2,5	55/70	50x3	155/230	100x3	305/460	50x4	165/270
20x2,5	60/90	60x3	185/280	20x4	70/115	60x4	195/325
25x2,5	75/110	70x3	215/320	22x4	75/125	70x4	225/375
20x3	65/100	75x3	230/345	25x4	85/140	80x4	200/430
25x3	80/120	80x3	245/365	25x4	85/140	90x4	290/480
30x3	95/140	90x3	275/410	40x4	130/220	100x4	326/535
40x3	125/190						

Ghi chú: Tử số – ghi phụ tải dòng điện xoay chiều. Mẫu số – ghi phụ tải dòng điện một chiều.

BẢNG 6.16. GIÁ TRỊ CỦA HỆ SỐ k_2

Kích thước tiết diện thanh dẫn, mm	Giá trị của hệ số k_2 đối với thanh dẫn					
	Hai thanh		Ba thanh		Bốn thanh	
	Đồng	Nhôm	Đồng	Nhôm	Đồng	Nhôm
60x5	1,75	1,75	-	-	-	-
60x6	1,70	1,75	2,30	2,45	2,90	3,10
60x8	1,70	1,70	2,25	2,40	2,80	3,00
60x10	1,70	1,70	2,25	2,40	2,80	3,00
80x6	1,70	1,75	2,25	2,40	2,80	3,00
80x8	1,65	1,70	2,20	0,35	2,70	2,90
80x10	1,60	1,65	2,15	2,30	2,60	2,90
100x6	1,65	1,70	2,20	2,35	2,60	2,90
100x8	1,60	1,70	2,10	2,30	2,60	2,90
100x10	1,55	1,60	2,05	2,25	2,50	2,80

BẢNG 6.17. GIÁ TRỊ CỦA HỆ SỐ k_3

Nhiệt độ môi trường xung quanh (không khí), °C	k_3	Nhiệt độ môi trường xung quanh (không khí), °C	k_3
10	1,15	30	0,94
15	1,10	35	0,88
20	1,05	40	0,82
25	1,00	45	0,75

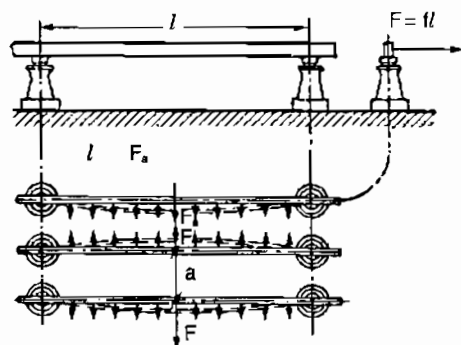
Đối với hệ thống thanh dẫn có kết cấu lắp đặt nêu trên hình 6.5 lực uốn lớn nhất tác động trong thanh dẫn phụ thuộc vào ứng suất uốn cơ học cho phép σ_{cp} được xác định theo biểu thức:

$$F_{cp} = \frac{10\sigma_{cp}w}{l}, \text{ kG} \quad (6.36)$$

Trong đó: F_{cp} – lực uốn cho phép, kG

w – mômen chống uốn, cm^3 ;

l – chiều dài khoảng vượt giữa hai sứ, cm



Hình 6.5. Cách đặt thanh dẫn để xác định tác dụng khi có dòng ngắn mạch đi qua

BẢNG 6.18. GIÁ TRỊ ỨNG SUẤT UỐN CHO PHÉP ĐỐI VỚI VẬT LIỆU THANH DẪN

Vật liệu và loại thanh dẫn	σ_{cp} , kG/cm ²
Đồng MT	1300
Nhôm AT	650
Nhôm ATT	900
Thép	1600

Việc kiểm tra độ bền cơ học hay ổn định lực điện động của thanh đơn (một thanh) được thực hiện theo biểu thức;

$$F_{tt} \leq F_{cp}, \text{ kG} \quad (6.36)$$

$$\text{hoặc} \quad \sigma_u \leq \sigma_{cp}, \text{ kG/cm}^2 \quad (6.37)$$

– Ứng suất tính toán σ_u được xác định theo biểu thức:

$$\sigma_u = \frac{F_u \cdot l}{\alpha w} = \frac{M}{w}, \text{ kG/cm}^2 \quad (6.38)$$

– Mômen uốn M được xác định theo biểu thức:

$$M = \frac{F_u \cdot l}{\alpha} = \frac{F_u \cdot l}{10}, \text{ kG/cm} \quad (6.39)$$

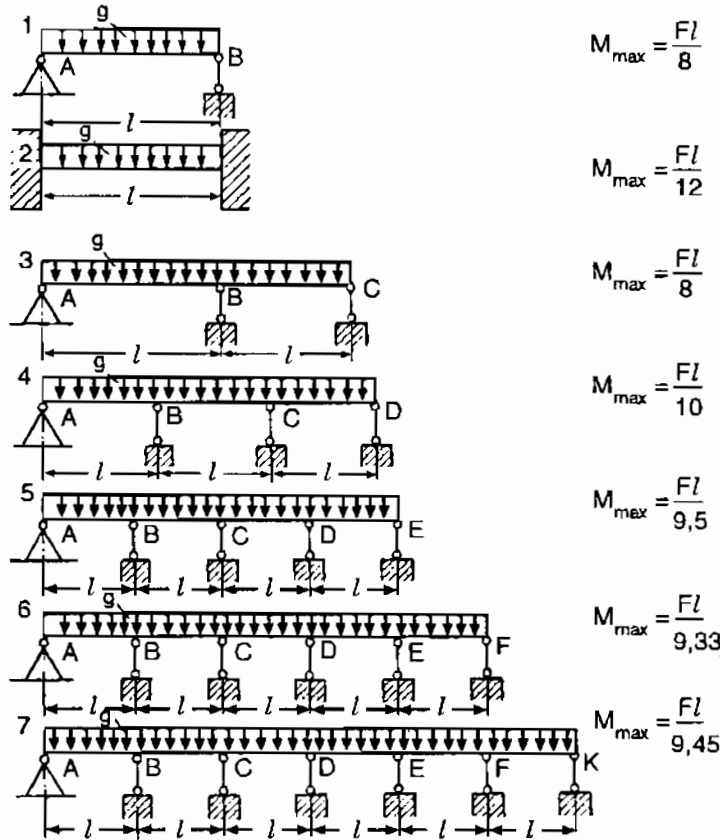
Ở đây, α là hệ số phụ thuộc vào hình thức kẹp thanh dẫn trên sứ (kẹp chặt, kẹp lỏng hoặc trượt) và các yếu tố khác.

Đối với các dạng kẹp và biểu đồ mômen khác nhau, M được xác định theo các hệ số α khác nhau (hình 6.6). Hệ số α này dao động từ 8 tới 12. Nhưng xác suất lớn nhất thường gặp là α xấp xỉ bằng 10, được sử dụng trong biểu thức (6.39).

– Mômen chống uốn W được xác định:

+ Đối với thanh dẫn hình chữ nhật đặt nằm ngang trên mũ sứ và lực tác động theo chiều ngang (hình 6.7a)

$$W = \frac{bh^2}{\beta} = \frac{bh^2}{6}, \text{ cm}^3 \quad (6.40a)$$



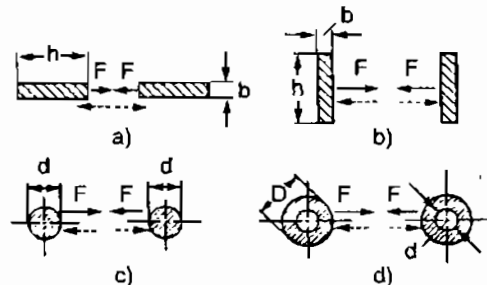
Hình 6.6. Các phương án kẹp chặt thanh dẫn để xác định hệ số α ở mẫu số của biểu thức (6.39)

Đối với thanh dẫn hình chữ nhật đặt thẳng đứng trên mũ sứ và lực tác động theo chiều ngang (hình 6.7b):

$$W = \frac{b^2h}{\beta} = \frac{b^2h}{6}, \text{ cm}^3 \quad (6.40b)$$

Ở đây, β – hệ số phụ thuộc vào hình dạng kết cấu của thanh dẫn (thanh hình chữ nhật, thanh tròn, thanh hình ống...) với thanh dẫn chữ nhật $\beta = 6$.

Biểu thức tính mômen chống uốn của thanh dẫn W đối với trục vuông góc với hướng tác động của lực cho trong bảng 6.19.



Hình 6.7. Mặt cắt để tính mô men chống uốn của thanh dẫn (bảng 6.19)

BẢNG 6.19. GIÁ TRỊ MÔMEN CHỐNG UỐN CỦA THANH DẪN CÓ DẠNG KHÁC NHAU

Kết cấu thanh dẫn	W, cm ³
Thanh dẫn đơn hoặc thanh dẫn ghép đặt nằm ngang (hình 6.7a)	0,17 nbh ²
Thanh dẫn đơn đặt đứng (hình 6.7b)	0,17hb ²
Thanh dẫn ghép hai thanh đặt đứng	1,14hb ²
Thanh dẫn ghép ba thanh đặt đứng	3,3hb ²
Thanh dẫn tròn (hình 6.6c)	0,1D ³
Thanh dẫn hình ống (hình 6.6d)	$0,1 \frac{D^4 - d^4}{D}$

Ký hiệu: n – số lượng thanh ghép của một thanh dẫn; b – chiều dày một thanh, cm; h – chiều rộng (cao) thanh dẫn, cm; d – đường kính trong của thanh dẫn hình ống, cm; F – hướng lực tác dụng giữa các thanh dẫn.

Chú thích: Giả thiết rằng khoảng cách giữa các thanh dẫn trong một pha bằng chiều dày của thanh và các thanh dẫn một pha được bắt chặt.

– Đối với hệ thống thanh góp ghép (hình 6.8).

Khi dùng hệ thống thanh góp ghép tổng ứng suất cơ trong thanh dẫn bao gồm 2 thành phần:

+ Ứng suất do lực tác động giữa các pha:

$$\sigma_{\text{fat}} = \frac{F_u \cdot l}{10W}, \text{ kG/cm}^2. \quad (6.41)$$

+ Ứng suất do lực tác dụng tương hỗ giữa các thanh trong 1 pha:

$$\sigma_r = \frac{f_r \cdot l_d^2}{2b^2h}, \text{ kG/cm}^2 \quad (6.42)$$

Trong đó, f_r – lực tác động riêng giữa các thanh trong 1 pha tính trên chiều dài 1cm, kG/cm; l_d – khoảng cách giữa các miếng đệm (hình 6.8), cm;

$$f_r = \sigma \frac{i^2_{\text{kh}}}{b} \cdot 10^{-2}, \text{ kG/cm}, \quad (6.43)$$

trong đó, σ – hệ số được xác định theo đường cong nêu trên hình 6.9

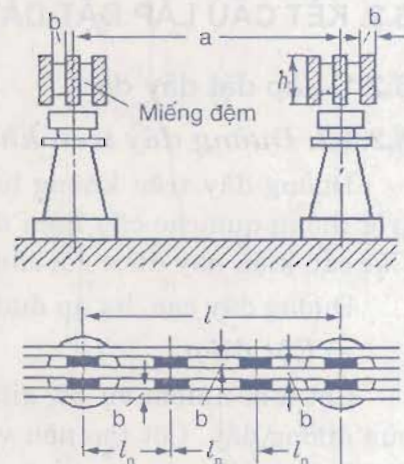
Tổng ứng suất cơ trong thanh dẫn được xác định theo:

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{F_u \cdot l}{10W} + \frac{f_r \cdot l_d^2}{2b^2h}, \text{ kG/cm}^2 \quad (6.44)$$

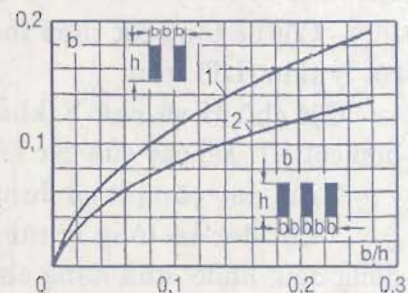
b) Độ bền nhiệt của thanh dẫn

Để đảm bảo điều kiện độ bền về nhiệt của thanh dẫn khi có dòng ngắn mạch chạy qua, nhiệt độ đốt nóng thanh dẫn do dòng ngắn mạch không được vượt quá giới hạn cho phép khi đốt nóng ngắn hạn.

Giá trị giới hạn của nhiệt độ đốt nóng cho trong bảng 6.20.



Hình 6.8. Sơ đồ bố trí các thanh dẫn ghép



Hình 6.9. Đường cong để xác định hệ số σ

1. Thanh dẫn ghép đôi;
2. Thanh dẫn ghép ba

BẢNG 6.20. GIÁ TRỊ NHIỆT ĐỘ ĐỐT NÓNG GIỚI HẠN THANH DẪN VÀ HỆ SỐ NHIỆT ĐỘ α

Vật liệu thanh dẫn	Hệ số nhiệt độ α	Nhiệt độ giới hạn cho phép khi ngắn mạch, °C
Đồng	6	300
Nhôm	11	200
Thép	15	400
Thép nối trực tiếp đến thiết bị	17	300

Trong thực tế tính toán thiết kế, để thuận tiện có thể kiểm tra độ bền nhiệt của thanh dẫn theo công thức sau:

$$S_{\min} = \alpha I_{\infty} \sqrt{t_{qt}}, \text{ mm}^2, \quad (6.45)$$

Trong đó: $S_{\min}$ – tiết diện tối thiểu của thanh đảm bảo độ bền nhiệt, mm²
 α – hệ số nhiệt, theo bảng 6.20; I_{∞} – dòng điện ngắn mạch duy trì, kA
 t_{qt} – thời gian ngắn mạch quy đổi, s (xem chương VII)

6.2. KẾT CẤU LẮP ĐẶT DÂY DẪN, CÁP VÀ THANH DẪN

6.2.1. Lắp đặt dây dẫn

6.2.1.1. Đường dây trên không

Đường dây trên không bao gồm dây trần, dây bọc cách điện được lắp đặt ngoài trời thông qua các cấu kiện đỡ (cột) cấu kiện liên kết (xà) và kết cấu cách điện (sứ). Các cấu kiện này được gọi chung là phụ kiện của đường dây.

Đường dây cao, hạ áp được phân thành 3 cấp (xem mục 6.1.1)

a) Cột điện

Cột làm nhiệm vụ đỡ, giữ dây ở một độ cao nhất định tùy thuộc vào cấp điện áp của đường dây. Cột tạo nên và duy trì một khoảng cách an toàn giữa dây trần mang điện áp và đất.

Cột có các loại: cột gỗ, cột bê tông cốt thép và cột thép.

– Cột gỗ có mức cách điện cao, giá thành rẻ. Song ở nước ta khí hậu ẩm ướt, mưa bão nhiều nên không sử dụng loại cột này.

– Cột bê tông cốt thép theo hình dạng kết cấu gồm 3 loại: cột chữ H, cột chữ K và cột ly tâm (LT) tròn.

Cột chữ H và chữ K khả năng chịu các tải trọng và các lực cơ học tác động yếu hơn cột LT. Độ cao của các loại cột này bị hạn chế.

Ngày nay cũng ít sử dụng loại cột này, thường chỉ dùng cho lưới hạ áp.

– Cột đúc bê tông ly tâm (LT) có mật độ bê tông và kết cấu khung thép chịu lực đồng đều, khỏe, khả năng chịu tải trọng cũng như những lực tác động cơ học tốt theo mọi phương. Loại cột này được chế tạo theo quy mô công nghiệp bên, chắc, có kiểu dáng đẹp. Cột được chế tạo theo từng mô đun 8 – 12m, có khả năng ghép nối giữa các mô đun để tăng độ cao.

Ngày nay, ở nước ta, loại cột này được dùng phổ biến trong các lưới điện cao hạ áp từ 110kV trở xuống.

– Cột thép có kết cấu chịu lực khoẻ, chắc chắn, bền vững dùng cho các đường dây có điện áp từ 110kV trở lên.

b) Móng

– Móng cột: làm nhiệm vụ liên kết cột với mặt đất, giữ cho cột thẳng và bền vững, chịu đựng được các lực cơ học tác động.

Móng có các loại: chống lún, chống lật và chống nhổ. Các loại móng này khác nhau về khối lượng bê tông, kích thước và hình dạng tùy theo mục đích sử dụng.

Trong các địa hình đất yếu, diện tích mặt đế móng được mở rộng để chống lún và có thêm cốt thép gia cường chịu lực để chịu đựng được các biến dạng của địa hình.

– Móng néo: dùng cho dây néo đối với các cột có dây dẫn bố trí chuyển hướng (cột góc) để cân bằng lực căng của dây dẫn lệch hướng về hai phía.

– Móng cột trạm: Cột trạm dùng để đón, đỡ, kẹp giữ dây vào trạm và lắp đặt các thiết bị trạm trên cột. Cột trạm thường dùng cho các trạm biến áp kiểu trạm cột và trạm treo.

c) Xà

– Xà đỡ dây: Xà đỡ dây làm nhiệm vụ liên kết giữa cột và sứ đỡ dây, xà được kẹp chặt vào cột nhờ các bu lông kẹp xà được lắp đặt ở một độ cao nhất định. Sứ được bắt chặt vào xà. Trên xà có các lỗ định vị để lắp sứ. Các lỗ định vị được xác định khoảng cách pha giữa các dây dẫn, tránh phóng điện giữa dây dẫn các pha khi dây dẫn mang điện áp vận hành. Các khoảng cách pha phụ thuộc vào cấp điện áp của đường dây. Khoảng cách pha giữa các dây dẫn bằng: 0,6 – 0,8m đối với đường dây 6 – 10kV, 1 – 4 m đối với đường dây 22 – 35kV, 4 – 6m đối với đường dây 110 – 220kV, 0,2 – 0,3m đối với các đường dây hạ áp 0,4kV.

Khoảng cách giữa các pha còn phụ thuộc vào chiều dài của khoảng vượt giữa hai cột 1. Thông thường $l = 30 - 50\text{m}$ đối với lưới hạ áp, $l = 80 - 100\text{m}$ đối với lưới trung áp, $l = 150 - 200\text{m}$ đối với lưới điện cao áp.

Xà có các loại xà đơn, xà kép, xà nánh:

– Xà đơn: dùng để đỡ dây, được lắp đặt ở các cột đỡ trung gian.

– Xà kép: gồm 2 xà đơn ghép song song để tăng cường chịu lực giữa hai xà có các tấm cầu nối bằng thép dẹt hoặc thép hộp để cố định khoảng cách giữa hai thanh xà. Xà kép dùng lắp đặt tại các cột đầu, cột cuối và các cột góc của đường dây.

+ Xà nánh: Xà nánh hay còn gọi là xà lệch dùng để đẩy lệch đường dây về một phía của cột, tránh các kết cấu và các công trình gần kề có độ cao so sánh được với độ cao của cột để đảm bảo khoảng cách an toàn cho các công trình kiến trúc và xây dựng.

Xà nánh cũng có hai loại: xà nánh đơn và xà nánh kép.

d) Xà trạm

Xà trạm cũng giống như xà đỡ dây nhưng dùng để đỡ các thiết bị của trạm biến áp trên cột. Xà trạm cũng có các loại:

– Xà đón dây: dùng để giữ kết nối đường dây vào trạm hình thành hệ thống thanh góp.

– Xà đỡ trung gian: dùng để lắp đặt sứ đỡ dây trên đường xuống thiết bị có khoảng cách lớn.

– Xà đỡ cầu chì tự rơi SI.

- Xà đỡ chống sét van.
- Giá đỡ máy biến áp.

e) Sứ đỡ dây

Sứ đỡ đường dây dùng để néo giữ dây dẫn và cách điện đối với xà và đất.

Sứ đỡ đường dây có điện áp từ 35kV trở xuống dùng loại sứ đứng hay sứ kim. Sứ đỡ đường dây có điện áp từ 35kV dùng sứ treo.

6.2.1.2. Lắp đặt dây dẫn trong lưới điện hạ áp của xí nghiệp

Dây trần và dây bọc trong các lưới động lực của xí nghiệp công nghiệp có thể thực hiện theo các phương pháp lắp đặt sau:

1. Đặt hở trên các sứ cách điện;
2. Đặt trong các ống cách điện có vỏ bằng kim loại dày.
3. Đặt trong các ống thép.
4. Đặt trong các máng và trong các hộp kim loại.

– Dây trần đặt hở chỉ được dùng cho các đường trục lắp đặt trong nhà ở một độ cao đáng kể, không được dùng cho các nhà xưởng dễ nổ, dễ cháy.

Độ cao nhỏ nhất để lắp dây trần – 3,5m, dây bọc cách điện – 2,5m. Khoảng cách nhỏ nhất giữa các dây trần đặt hở đối với các đường ống (ống dẫn nước, hơi, dầu, áp lực) – 1m, đối với các thiết bị công nghiệp – 1,5m. Cần lưu ý dây trần không được thấy dưới thiết bị công nghệ cũng như dưới các đường ống.

Các dây bọc cách điện lắp đặt bên ngoài nhà xưởng có thể được lắp đặt trên các vách tường, còn dây dẫn trần được lắp đặt trên các trụ, các cột để cung cấp điện cho các đối tượng khác ở xa trong phạm vi nhà máy, xí nghiệp. Với các trang thiết bị dễ nổ, dễ cháy không cho phép lắp đặt các dây đặt hở ngoài không khí.

– Việc lắp đặt các dây dẫn bọc cách điện trong các ống thép đảm bảo bảo vệ dây dẫn một cách tin cậy, tránh các tác động cơ học. Phương pháp này cho phép sử dụng trong các nhà xưởng có các đặc điểm của môi trường bất kỳ và ở các vị trí bất kỳ: trong các rãnh trên nền nhà, trên các vách tường, đặt hở hoặc đặt kín trên sàn nhà, đặt dọc theo các kết cấu kim loại của nhà xưởng và các thiết bị công nghệ. Trong các nhà dễ nổ dễ cháy và đặc biệt trong các nhà xưởng có dầu mỡ cũng như tất cả những nơi có khả năng có tác động huỷ hoại của môi trường đối với cách điện của dây dẫn, các chỗ nối ống phải được bọc kín, trong các nhà xưởng dễ nổ các mối nối phải được thử áp lực tăng cao. Các dây dẫn và cáp bọc cách điện PVC và cách điện cao su trong nhà xưởng thường được lắp đặt trong các ống thép.

– Việc lắp đặt dây bọc cách điện và cáp trong các máy và các hộp làm bằng kim loại được thực hiện theo:

- + Các dây dẫn đặt trong hộp được bó thành từng bó. Mỗi bó không quá 12 dây và các bó được đặt cách nhau không dưới 20mm.
- + Các cáp được đặt trong máng cáp.

Khi thiết kế dây dẫn đặt trong ống thép cần lưu ý tới các ống được dùng:

- a) Đường kính ngoài của các ống thép dùng cho điện có các loại 21, 27, 33, 42, 48 và 60mm và độ dài ống 6m.

b) Các ống thép dùng cho đường ống dẫn nước, dẫn hơi đốt cũng có độ dài 6m, còn đường kính được tính bằng insơ – đơn vị đo lường Anh (1insơ = 2,54cm). Việc quy đổi thực hiện theo bảng 6.21.

BẢNG 6.21. QUY ĐỔI ĐƯỜNG KÍNH ỐNG TỪ mm SANG insơ

mm	insơ	mm	insơ
8	1/4	50	2
10	3/8	70	2 1/2
15	1/2	80	3
20	3/4	100	4
25	1	125	5
32	1 1/4	150	6
40	1 1/2		

c) Thay cho việc dùng ống dẫn nước, dẫn hơi có thể dùng các ống nhẹ không mạ kẽm có đường kính tiêu chuẩn 20, 25, 32, 40 và 50mm.

d) Khi dây chuyển hướng cần uốn ống bằng cách hơi lửa. Bán kính uốn nhỏ nhất gấp 6 lần đường kính ống khi ống đặt hở và gấp 10 lần đường kính ống khi ống đặt chìm.

Đường kính ống được chọn theo:

a) Khi có 1 cáp hoặc 1 dây dẫn:

$$\frac{D}{K} \geq d \quad (6.46)$$

b) Khi có 2 cáp hoặc 2 dây dẫn:

$$\frac{D}{K} \geq \frac{d_1 + d_2}{2} \quad (6.47)$$

c) Khi có 3 cáp hoặc 3 dây dẫn trở lên:

$$KD^2 \geq n_1 d_1^2 + n_2 d_2^2 + \dots + n_n d_n^2 \quad (6.48)$$

Trong đó:

D – đường kính trong của ống.

$d_1 \dots d_n$ – đường kính ngoài của cáp hoặc dây dẫn;

$n_1 \dots n_n$ – số cáp hoặc dây dẫn có đường kính tương ứng;

K – hệ số được xác định theo bảng 6.22.

BẢNG 6.22. HỆ SỐ K

Số cáp hoặc dây dẫn trong ống	Mức phức tạp khi lắp đặt	Hệ số K
1	A	1,25
	B	1,4
	C	1,65
2	A	2,5
	B	2,7
	C	2,7
3 và lớn hơn	A	0,45
	B	0,4
	C	0,32

Mức phức tạp của cáp và dây lồng trong ống được nêu trong bảng 6.23

BẢNG 6.23. MỨC ĐỘ PHỨC TẠP KHI LỒNG DÂY

Đặc điểm lồng dây	Độ dài lồng dây, m	Mức phức tạp
Đoạn ống thẳng	≤ 50	A
	51 – 75	B
	76 – 100	C
Có một góc uốn 90° hoặc hai góc uốn 120–150°	≤ 30	A
	31 – 50	B
	51 – 75	C
Hai góc 90° hoặc một góc 90° và hai góc 120–150°	≤ 20	A
	21 – 30	B
	31 – 50	C
Ba góc 90° hoặc hai góc 90° và hai góc 120–150°	≤ 15	A
	16 – 25	B
	26 – 40	C
Bốn góc 90° hoặc ba góc 90° và ba góc 120–150°	≤ 10	A
	11 – 12	B
	21 – 30	C

6.2.2. Lắp đặt đường dây cáp

Cáp được dùng chủ yếu đối với các đường dây cung cấp điện và các đường trục chính nối liên thông giữa các phụ tải tập trung (lắp đặt cả trong nhà lẫn ngoài nhà) cũng như các nhánh sẽ tới các thiết bị riêng lẻ công suất lớn.

Khi lắp đặt trong nhà không nên dùng cáp có đai thép, cáp có đai thép chỉ dùng lắp đặt ở độ cao hạn chế trong điều kiện hành lang tuyến chật hẹp và khi có các đoạn đường dây không phân nhánh có độ dài lớn.

Việc lắp đặt ngoài nhà có thể thực hiện:

a) Trong các hào cáp dưới đất;

b) Dọc theo tường ngoài nhà, dọc theo cầu vượt và dọc theo các công trình xây dựng khác;

c) Lồng trong ống;

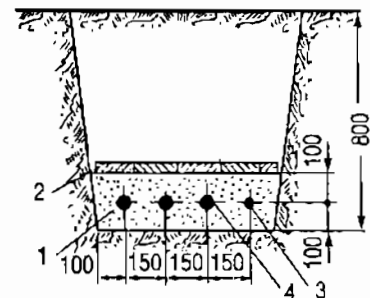
d) Trong các đường hầm.

Việc lắp đặt trong nhà thường dùng các phương pháp sau:

- Theo tường trong nhà, theo trần nhà;
- Trong các mương cáp;
- Trong rãnh cáp trong nền nhà.

6.2.2.1. Lắp đặt trong hào cáp

Cáp lắp đặt trong hào được trình bày trên hình 6.10 khi thiết kế lắp đặt cáp trong hào cần theo các điều kiện sau:



Hình 6.10. Lắp đặt cáp trong hào

- 1- Lớp đất mịn hoặc cát mịn;
- 2- Lớp gạch hoặc gạch bê tông dạng lót;
- 3- Cáp điều khiển hoặc kiểm tra;
- 4- Cáp lực.

1. Độ sâu lắp đặt cáp so với mặt đất – 0,7m; khi đi qua các đường phố, quảng trường – 1m. Việc lắp đặt cáp ở độ sâu nhỏ hơn chỉ cho phép đặt trong một đoạn ngắn có chiều dài tới 5m khi cáp đi vào nhà và khi tránh các công trình xây dựng ngầm dưới đất, trong các trường hợp này phải có lớp bảo vệ chống những tác động cơ học.

2. Khi có các cáp chạy song song có điện áp tới 10kV.

Khoảng cách giữa các cáp không dưới 100mm, kể cả đối với cáp điều khiển. Khoảng cách giữa các cáp điều khiển không quy định.

3. Khoảng cách giữa các cáp lực với các cáp thông tin không được nhỏ hơn 500mm.

4. Khoảng cách từ các công trình xây dựng khác nhau tới các đường cáp chạy song song với chúng không dưới:

- a) 0,6m – tính từ móng nhà;
- b) 0,5m – tính từ các đường ống nước;
- c) 1m – tính từ các đường ống dẫn dầu, dẫn khí ga;
- d) 2m – tính từ các đường ống dẫn nhiệt.

5. Khi lắp đặt các đường cáp song song với đường sắt vận chuyển trong nội bộ xí nghiệp, khoảng cách giữa đường cáp với đường ray gần nhất không được dưới 3m; còn đối với đường sắt điện khí hoá – không dưới 10m.

6. Khi đường cáp cắt ngang đường sắt vận chuyển và đường ô tô trong nội bộ xí nghiệp, đoạn đường cắt ngang cáp phải được lồng trong ống thép và đặt ở độ sâu không dưới 1m so với mặt đường.

7. Các đường cáp phải được gắn nhãn mác của từng đường để dễ phân biệt khi có sự cố và sửa chữa.

6.2.2.2. Lắp đặt cáp bên ngoài nhà dọc theo tường, cầu cạn và các công trình xây dựng khác

Phương pháp này thường chỉ dùng khi có 1, 2 cáp. Vì số cáp ít nên việc làm hào cáp không có lợi.

Cáp đặt hở phải đặt theo hướng nam của nhà để tránh các tia bức xạ mặt trời nhằm bảo vệ cáp.

Cáp đặt trên vách tường được kẹp chặt bằng các đai ôm theo từng nhịp từ 0,8 tới 1m.

Việc chuyển từ nhà máy này sang nhà máy khác được thực hiện bằng cách treo cáp trên dây văng.

6.2.2.3. Lắp đặt cáp trong các khối ống và hầm cáp

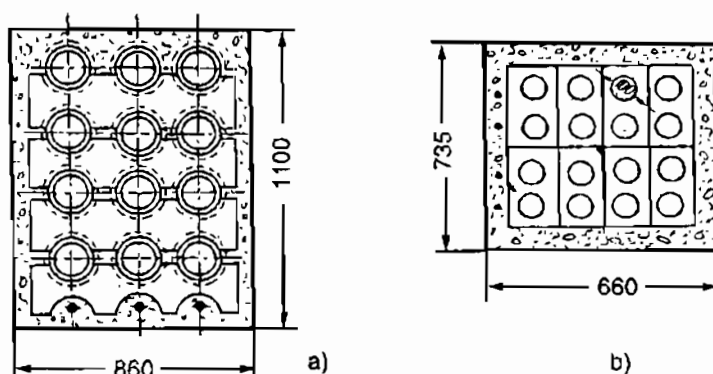
Cáp được lắp đặt trong các khối ống và hầm cáp có độ tin cậy cao vì tránh được các tác động cơ học nhưng đòi hỏi vốn đầu tư lớn.

Vì vậy, việc lắp đặt cáp trong các khối ống và hầm cáp chỉ được dùng với các đường dây cáp có số lượng lớn có cùng một hướng đi.

Trong các xí nghiệp công nghiệp hiện đại các trạm biến áp chia nhỏ và đặt gần tâm phụ tải, nên việc lắp đặt cáp theo phương pháp này ít được dùng. Hình thức này thường dùng cho lưới điện đô thị.

– Các khối ống lồng cáp (hình 6.11) được làm:

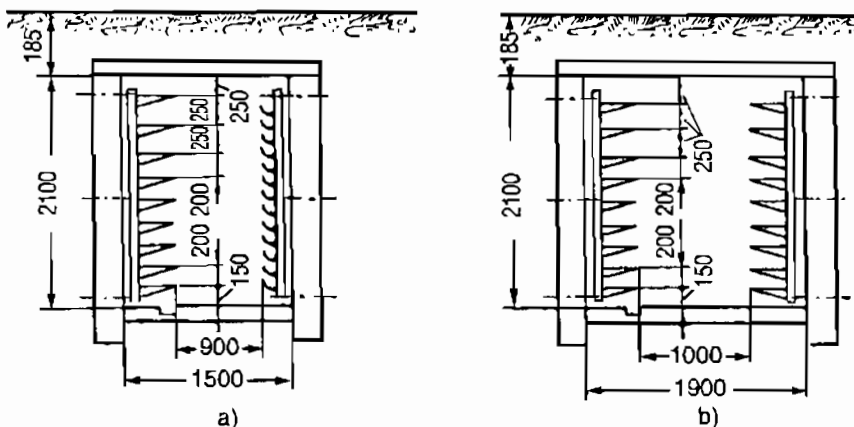
- a) Bằng gốm sứ (hình 6.11a).
- b) Bằng bê tông (hình 6.11b).



Hình 6.11. Khối ống cáp

a) Khối ống cáp làm bằng gốm, sứ; b) Khối ống cáp làm bằng bê tông.

– Hầm cáp được trình bày trên hình 6.12.



Hình 6.12. Cấu trúc hầm cáp

a) Đặt riêng rẽ cáp lực và cáp kiểm tra, điều khiển; b) Đặt hỗn hợp cáp lực và cáp kiểm tra, điều khiển.

+ Trên hình 6.12a, các cáp lực được đặt bên trái, cáp kiểm tra điều khiển đặt bên phải.

+ Trên hình 6.12b, đặt kết hợp cả cáp lực và cáp kiểm tra, điều khiển.

Khoảng cách lắp đặt giữa các cáp không được nhỏ hơn 200mm đối với các cáp lực và không được nhỏ hơn 100mm đối với các cáp kiểm tra điều khiển.

6.2.2.4. Lắp đặt cáp đặt hở trong nhà

Dạng lắp đặt này được dùng phổ biến trong lưới điện phân phối.

Cáp có thể lắp đặt:

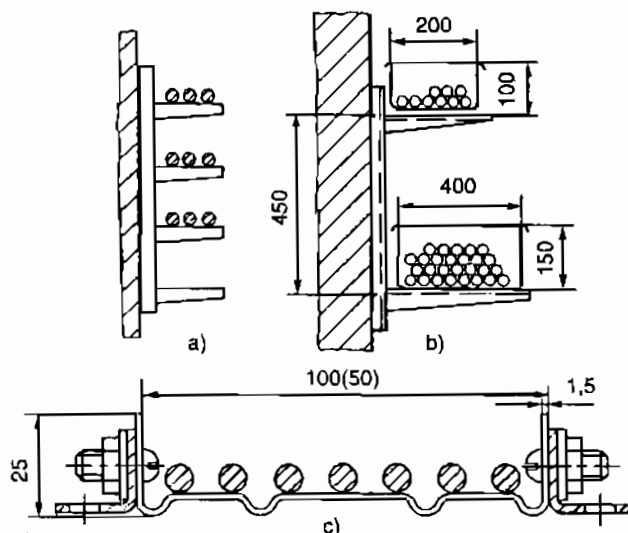
a) Theo tường, nền, sàn nhà và trên các kết cấu giá đỡ.

b) Lồng trong ống thép.

c) Đặt trên các máng thép, hộp thép.

Việc lắp đặt theo tường, trần nhà bằng cách dùng đai ôm kẹp giữ chỉ sử dụng với số lượng hai đến ba cáp.

Khi số lượng cáp lớn phải sử dụng các giá đỡ gắn trên tường (hình 6.13) hoặc trên giá treo.

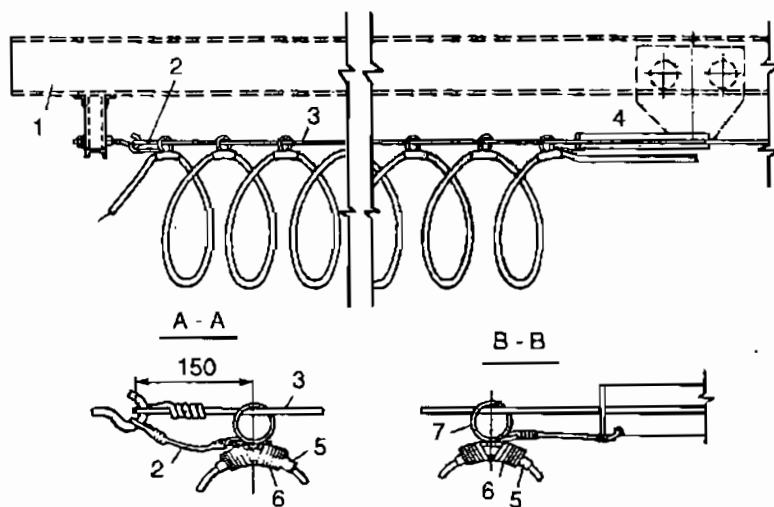


Hình 6.13. Kết cấu giá đỡ lắp đặt cáp trong nhà trên vách tường.

a) Đặt trên kết cấu đỡ; b) Đặt trong máng; c) Đặt trong hộp.

6.2.2.5. Lắp đặt cáp đối với các thiết bị nâng vận chuyển

Để cung cấp điện cho các thiết bị di động (cần trục, cầu trục...) có thể dùng dây dẫn hoặc cáp mềm. Việc treo cáp mềm di động được thực hiện theo hình 6.14.



Hình 6.14. Treo cáp mềm

1. Ray cầu trục, cần trục; 2. Dây thép đường kính 4mm; 3. Dây văng đường kính 4,8mm;
4. Hộp nối điện; 5. Ống êbônít đường kính 16mm; 6. Dây buộc; 7. Ròng rọc (pulô).

Dây thép được căng và kẹp chặt hai đầu để treo dây được gọi là dây văng; cáp mềm di động được treo vào dây văng thông qua hệ thống ròng rọc.

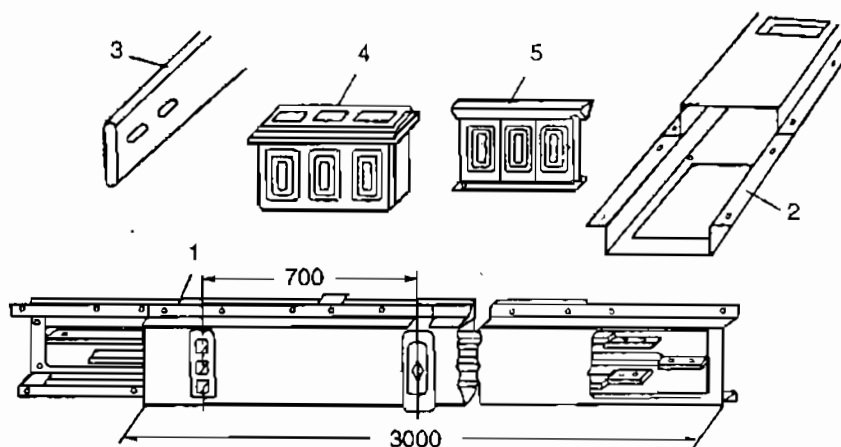
6.2.3. Lắp đặt hệ thống thanh dẫn hạ áp trong xí nghiệp

Các thanh dẫn được dùng cho các đường trục chính trong lưới điện phân xưởng để cung cấp điện trực tiếp cho các thiết bị điện được lắp đặt thành từng dãy, từng hàng

trên mặt bằng phân xưởng. Hệ thống thanh dẫn cũng được dùng để cung cấp điện cho các phân xưởng, các trạm hàn điện và được dùng đối với lưới điện một chiều trong các phân xưởng mạ điện.

Hệ thống thanh dẫn có thể có các cấu trúc đặt hở trong nhà và cấu trúc đặt kín trong các hộp bảo vệ để tránh bụi và chống nước bắn vào.

Các thanh dẫn được đặt kín trong các hộp được các nhà máy chế tạo thành từng phân đoạn. Dạng kết cấu lắp đặt thanh dẫn kín được nêu trên hình 6.15.



Hình 6.15. Phân đoạn thanh dẫn kín và chi tiết của nó

1. Phân đoạn thanh dẫn; 2. Hộp bảo vệ; 3. Thanh dẫn;
4. Ngăn cách điện; 5. Ngăn cách điện đặt ở hai đầu mút.

Tuỳ theo mục đích sử dụng, hộp thanh dẫn có các loại:

- a) Thanh dẫn trực chính;
- b) Thanh dẫn phân phối (thường bố trí sẵn các ổ cắm).

Ví dụ, hộp thanh dẫn kín của Nga (Liên Xô cũ) loại $\mathbb{WMA} - 59C$ được sản xuất có các dòng điện định mức 1600, 2500 và 4000A đối với các thanh dẫn nhôm. Các phần tử của hộp thanh dẫn này có các đoạn dài; 750, 1500, 3000, 4500mm.

Các dạng hộp thanh dẫn khác nhau:

Loại $\mathbb{WMA}$ – đặt các thanh dẫn của 3 pha có $I_{dm} = 600A$

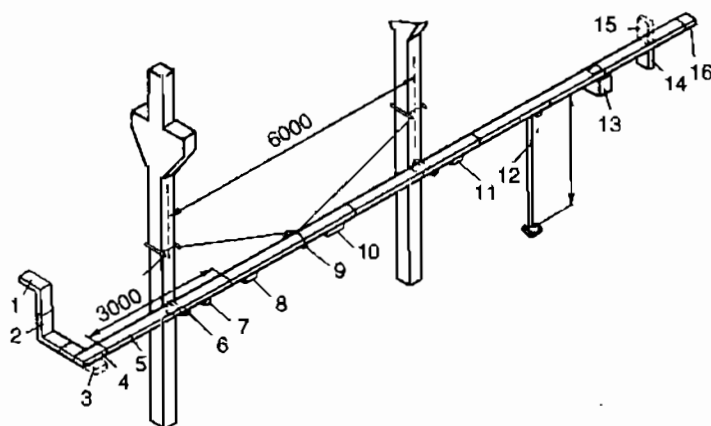
$\mathbb{WMAX}$ – đặt các thanh dẫn của 3 pha và thanh trung tính có $I_{dm} = 600A$

$\mathbb{WMAX}$ – đặt các thanh dẫn của 3 pha có $I_{dm} = 1000 A$

Loại $\mathbb{WMAX}$ – dùng cho các thiết bị máy móc của các phân xưởng môi trường có hoạt tính hoá học.

(Giải thích ký hiệu: $\mathbb{W}$ – hộp, M – trực chính, A – nhôm, X – hoá học)

Các hộp thanh dẫn phân phối loại $\mathbb{WPA}$ (P – phân phối) có bố trí các ổ cắm được trình bày trên hình 6.16 gồm có các chi tiết nêu dưới đây:



Số hiệu trên hình 6.16

STT	Tên gọi	Mã hiệu
1.	Đoạn góc quay xuống	УНШ-2, УНШ-4, УНШ-6
2.	Đoạn góc quay lên	УВШ-2, УВШ-4, УВШ-6
3.	Đoạn góc quay bên trái	УЛШ-2, УЛШ-4, УЛШ-6
4.	Đoạn góc quay bên phải	УПШ-2, УПШ-4, УПШ-6
5.	Đoạn thẳng	СПШ-2, СПШ-4, СПШ-6
6.	Chốt móc để kẹp thanh dẫn vào cột hoặc tường	K – 758
7.	Hộp chỉ thị điện áp	КУШ
8.	Hộp phân nhánh có cầu chì bảo vệ ПН-2-100/П	К П Ш-1
9.	Vị trí và dây treo trung gian	K – 760
10.	Hộp rẽ nhánh có áp tô mát А3124	КАШ-1
11.	Hộp rẽ nhánh có công tắc tơ	ККШ-2
12.	Trụ đỡ kẹp với nền	K – 759
13.	Hộp đầu vào	КВШ-2, КВШ-4, КВШ-6
14.	Đoạn nối chữ T quay xuống	ТНШ-2, ТНШ-4, ТНШ-6
15.	Đoạn nối chữ T quay lên	ТВШ-2, ТВШ-4, ТВШ-6
16.	Hộp nắp đáy	ЗТШ-2, ЗТШ-4, ЗТШ-6

Hình 6.16. Hộp thanh dẫn phân phối có các ổ cắm loại ШПШ

Hộp thanh phân phối có các mã hiệu: ШПА – 2 có $I_{dm} = 200A$,

ШПА-4 có $I_{dm} = 400A$, ШПА – 6 có $I_{dm} = 600A$

Các dạng hộp thanh của các nước khác cũng có các dạng cấu trúc tương tự. Khi thiết kế lắp đặt hộp thanh để cung cấp điện cho các thiết bị điện trong phân xưởng cần lưu ý lựa chọn các chi tiết của hộp thanh cho phù hợp.

6.3. LỰA CHỌN DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP

6.3.1. Khái niệm chung

Việc lựa chọn số lượng và dung lượng máy biến áp (MBA) cho các trạm giảm áp trung gian, các trạm biến áp phân xưởng của các xí nghiệp công nghiệp cũng như trong lưới điện đô thị và nông thôn có ý nghĩa quan trọng trong việc xây dựng sơ đồ cung cấp điện hợp lý.

Khi lựa chọn số lượng và dung lượng MBA, về cơ bản là dựa theo phương pháp so sánh kinh tế kỹ thuật theo phương pháp cực tiểu hàm chi phí tính toán hằng năm đối với các phương án được vạch ra (được trình bày trong chương 3, trong đó có xét tới vốn đầu tư và chi phí vận hành hằng năm.

Ngoài ra khi lựa chọn số lượng và dung lượng MBA cũng cần phải xét tới cả độ tin cậy cung cấp điện.

Khi lựa chọn dung lượng MBA trong hệ thống cung cấp điện không nên sử dụng quá hai hoặc ba MBA có công suất tiêu chuẩn khác nhau nhằm giảm số máy biến áp dự trữ trong kho để đề phòng khi xảy ra sự cố MBA. Đặt các MBA có công suất như nhau là tốt nhất. Song trên thực tế, điều này rất khó thực hiện.

Để giảm vốn đầu tư cho các trạm biến áp 35 kV và lớn hơn có thể không dùng máy cắt phía cao áp mà dùng sơ đồ nội bộ đường dây MBA. Đối với các trạm cắt, đặt dao cách ly tự động kết hợp với dao ngắt mạch phía đầu vào cao áp của MBA.

Đối với các trạm biến áp phân xưởng do không bố trí người trực nên đặt dao cách ly – cầu chì, dao cắt tải – cầu chì hoặc máy cắt phụ tải ở phía cao áp của MBA.

Việc chọn số liệu MBA còn liên quan tới chế độ vận hành kinh tế của trạm biến áp theo đồ thị phụ tải. Các trạm này đặt máy cắt đầu vào.

6.3.2. Vị trí đặt trạm biến áp

– Vị trí đặt trạm biến áp nên đặt gần tâm phụ tải để đưa được điện áp cao vào sát tâm phụ tải, thực hiện được phương pháp dẫn sâu và giảm được chiều dài của các đường dây ra điện áp thấp...

Phương pháp dẫn sâu là phương pháp đưa điện áp cao vào sát tâm phụ tải với ít cấp biến áp nhất và ít thiết bị đóng cắt nhất.

– Vị trí đặt trạm nên gần đường giao thông để dễ vận chuyển thiết bị, dễ lắp đặt, thông thoáng và thuận tiện cho việc xử lý sự cố.

– Tránh vướng các công trình kiến trúc, các công trình xây dựng. Thuận tiện cho việc tổ chức các đường dây vào và các đường dây ra.

– Đảm bảo mỹ quan cho nhà máy xí nghiệp hoặc đô thị.

6.3.3. Chọn số lượng máy biến áp

Các trạm biến áp trung gian và các trạm biến áp phân xưởng không nên dùng quá hai máy biến áp để tránh thao tác nhầm lẫn.

Nếu phụ tải của phân xưởng lớn cần nhiều MBA, nên đặt nhiều trạm, không nên đặt một trạm nhiều MBA.

Trong tất cả các trường hợp, nếu như có thể được, cần nghiên cứu phương án xây dựng trạm 1 MBA để đảm bảo chi phí nhỏ nhất, nếu cần dự trữ để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện thì xây dựng thêm đường dây liên lạc với các trạm biến áp lân cận.

Khi xây dựng trạm 2 MBA, nên dùng sơ đồ nối điện đơn giản nhất về phía cao áp.

Tất cả các trạm có nhiều MBA đều đắt hơn. Song chúng có thể được dùng trong các trường hợp hộ tiêu thụ yêu cầu nhiều cấp điện áp khác nhau.

Khi thiết kế trạm biến áp cần xét tới các yêu cầu về dự trữ để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

– Hộ tiêu thụ loại I cần có hai nguồn cung cấp độc lập dùng trạm 2 MBA hoặc 2 trạm biến áp 1 MBA có đường dây liên lạc phía hạ áp và bố trí thiết bị tự động đóng nguồn dự trữ.

Dung lượng MBA cần chọn sao cho khi sự cố một máy, máy còn lại vận hành quá tải theo điều kiện quá tải cho phép đủ khả năng cung cấp điện cho tất cả phụ tải loại I và một phần phụ tải loại II quan trọng.

– Hộ tiêu thụ loại II, có thể đặt trạm 2 MBA hoặc trạm 1 MBA có đường dây dự phòng phía hạ áp liên hệ với các trạm biến áp lân cận. Để thực hiện dự trữ có thể thực hiện bằng cách lắp đặt thêm thiết bị tự động đóng nguồn dự trữ hoặc đóng nguồn dự trữ bằng tay do nhân viên trực vận hành.

– Hộ tiêu thụ loại III – dùng trạm có 1 MBA. MBA dự trữ đặt trong kho.

6.3.4. Chọn dung lượng máy biến áp

Trong các xí nghiệp công nghiệp công suất của tất cả các MBA trong chế độ làm việc bình thường cần phải đảm bảo cung cấp điện đầy đủ cho tất cả các thiết bị, máy móc làm việc.

Khi lựa chọn công suất MBA cần xét tới điều kiện vận hành kinh tế MBA và mức độ dự trữ nóng, dự trữ nguội. Với trạm 2 MBA khi xảy ra sự cố 1 MBA, MBA còn lại được vận hành quá tải theo mức quá tải cho phép và phải đảm bảo không làm giảm tuổi thọ MBA.

Ngoài ra việc lựa chọn công suất MBA cũng cần xét tới khả năng mở rộng và phát triển của phân xưởng hay xí nghiệp.

Công suất định mức của MBA là công suất mà MBA có thể mang tải liên tục trong suốt thời gian phục vụ của nó (khoảng 20 năm) ở điều kiện làm mát của môi trường.

Công suất định mức của MBA được chọn theo biểu thức:

$$S_{dmB} \geq \frac{S_u}{n} \quad (6.49)$$

Trong đó: S_{dmB} – công suất định mức của MBA, kVA hoặc MVA;
 S_u – phụ tải tính toán của phân xưởng hay xí nghiệp, kVA hoặc MVA;
 n – số lượng MBA dự định chọn.

Nếu số MBA dự định chọn để đáp ứng nhu cầu phụ tải của phân xưởng hay xí nghiệp $n > 2$ thì nên đặt thành nhiều trạm. Trong 1 phân xưởng cũng có thể đặt nhiều trạm biến áp.

Dung lượng các máy biến áp phân xưởng không nên vượt quá 1000 kVA ($S_{dmB} \leq 1000$ kVA) để có thể sử dụng được các thiết bị đóng cắt hợp bộ ở đầu ra của MBA, cũng như tiết diện cáp đầu ra không quá lớn để thuận tiện cho việc lắp đặt.

Nếu các MBA phân xưởng chọn quá lớn, không chọn được 1 cấp mà phải chọn

nhiều cáp đặt song song ở đầu ra sẽ rất khó lắp đặt. Thông thường với các MBA như vậy, phải sử dụng kết cấu thanh dẫn ở đầu ra.

Để giảm dung lượng hay công suất MBA có thể xét tới hệ số quá tải k_{qt} theo biểu thức:

$$S_{dmB} \geq \frac{S_u}{n.k_{qt}} \quad (6.50)$$

Song, muốn xét tới k_{qt} phải biết đồ thị phụ tải ngày. Vì thời gian quá tải bị khống chế theo số giờ cho phép được quá tải trong 1 ngày.

Mức quá tải cho phép của MBA phụ thuộc vào chế độ nhiệt của cuộn dây MBA. Nhiệt độ phát nóng cho phép của cuộn dây MBA $\theta_{cp} = 170^\circ\text{C}$ tương ứng với MBA làm việc lâu dài với công suất định mức.

Nếu nhiệt độ của cuộn dây vượt quá $+70^\circ\text{C}$ cách điện của cuộn dây và MBA sẽ bị già cỗi nhanh làm giảm tuổi thọ hay giảm thời gian phục vụ của MBA (tuổi thọ MBA khoảng $20 \div 25$ năm).

Mức quá tải cho phép của MBA được xác định theo 2 quy tắc sau:

– Quy tắc 1%.

Nếu MBA về mùa hè vận hành non tải 1% so với định mức thì về mùa đông MBA được phép vận hành quá tải 1% tương ứng.

Nhưng tổng mức quá tải không được vượt quá 15%.

– Quy tắc 3%:

Theo quy tắc 3% mức quá tải cho phép của MBA được xác định theo biểu thức.

$$S_{qt3\%} = S_{dmB} (1 - k_{dk}). 0,3 \text{ kVA} \quad (6.51)$$

Trong đó: $S_{qt3\%}$ – mức công suất quá tải cho phép của MBA. Trong các giờ phụ tải cực đại vượt quá công suất định mức của MBA do xét tới việc sử dụng không hoàn toàn MBA trong thời gian phục vụ, kVA; k_{dk} – hệ số điện kín đồ thị phụ tải...

Hệ số điện kín đồ thị phụ tải được xác định theo biểu thức:

$$S_{dk} = \frac{S_{tb}}{S_{max}}$$

Trong đó: S_{tb} – công suất trung bình của phụ tải
 S_{max} – công suất cực đại của phụ tải.

Cả hai quy tắc trên cho phép áp dụng đồng thời nhưng không cho phép MBA vận hành với công suất vượt quá 30% đối với MBA đặt trong nhà và vượt quá 40% đối với MBA đặt ngoài trời.

$$S_{qt3\%} + S_{qt1\%} \leq (1,3 \div 1,4) S_{dmB}$$

Ngoài ra, công suất định mức của các MBA nhập ở các nước có khí hậu lạnh, khi sử dụng còn cần phải hiệu chỉnh theo nhiệt độ thực tế của môi trường lắp đặt:

$$S'_{dmB} = k_1.k_2 S_{dmB} \quad (6.52)$$

Trong đó: k_1 – hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ trung bình nơi lắp đặt;

k_2 – hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ cực đại nơi lắp đặt;

S'_{dmB} – công suất định mức của MBA đã được hiệu chỉnh.

k_1 và k_2 được xác định theo các biểu thức sau:

$$\left. \begin{aligned} k_1 &= \left(1 - \frac{\theta_{tb} - \theta_{tbc p}}{100} \right) \\ k_2 &= \left(1 - \frac{\theta_{max} - \theta_{max cp}}{100} \right) \end{aligned} \right\} \quad (6.53)$$

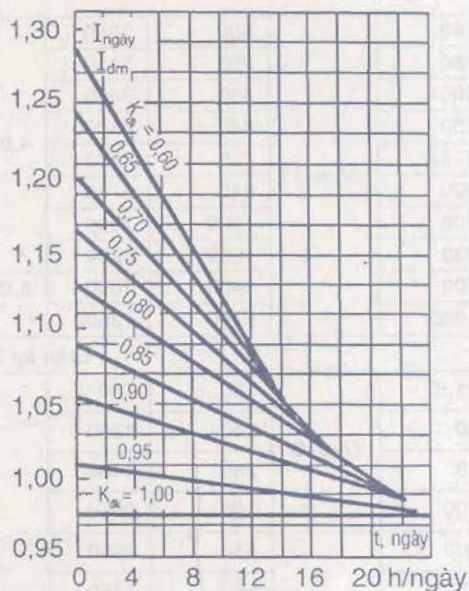
Trong đó: $\theta_{tb}, \theta_{max}$ – nhiệt độ trung bình, nhiệt độ cực đại của môi trường lắp đặt;

$\theta_{tbc p}, \theta_{max cp}$ – nhiệt độ trung bình, nhiệt độ cực đại cho phép của nơi chế tạo với các máy biến áp của Nga (Liên Xô cũ): $\theta_{tbc p} = 5^\circ \text{C}$, $\theta_{max cp} = 35^\circ \text{C}$.

Mức quá tải cho phép của MBA phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị phụ tải cho trên hình 6.17.

Thông số kỹ thuật của các máy biến áp do hãng ABB và nhà máy chế tạo thiết bị điện Đông Anh Hà Nội cho trong các bảng 6.24, 6.25.

Giá tiền của các máy biến áp do hãng ABB và Nhà máy thiết bị điện Đông Anh sản xuất cho trong các bảng 6.26 và 6.27.



Hình 6.17. Đường cong quá tải cho phép $k_{ql} = \frac{I_{max}}{I_{dm}}$ phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị phụ tải và độ dài thời gian cực đại t_{max}

BẢNG 6.24. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CỦA MÁY BIẾN ÁP DO HÃNG ABB SẢN XUẤT

Công suất kVA	Tổ đấu dây	Tổn hao		Điện áp ngắn mạch	Kích thước (mm)				Trọng lượng (kg)		
		Không tải	Có tải		A	B	C	D	Toàn bộ	Ruột	Dầu
Điện áp 6,3; 10/0,4 – Điều chỉnh $\pm 2 \times 2,5\%$											
31.5	Y/yo–O	130	700	4,0%	820	655	1115	520	340	160	115
50		200	1250		860	705	1130		393	201	132
63		240	1400		880	720	1120		450	240	138
100		320	2050		900	730	1170		580	295	164
160	Δ/yo–11	500	2950		1260	770	1225	520	800	420	222
180		530	3150		1260	770	1225		834	456	218
200		530	3450		1290	780	1255		890	485	240
250		640	4100		1370	820	1290		1033	581	263
315		720	4850	5,0%	1380	865	1330	670	1200	675	302
400		840	5750		1620	1055	1355		1441	781	333
500		1000	7000		1535	930	1430		1634	941	371
630		1200	8200		1570	940	1475		1950	1094	440
800		1400	1050		1770	1075	1500		2357	1295	510
1000		1750	13000		1765	1065	1705	820	2857	1548	646
Điện áp 15; 22/0,4 – điều chỉnh $\pm 2 \times 2,5\%$											
31.5	Y/yo–O	130	700	4,0%	820	655	1220	520	340	160	115
50		200	1250		860	705	1205		393	201	132
63		240	1400		860	720	1195		450	240	138
100		320	2050		900	730	1245		580	295	164

160	Δy_o-11	500	2950	4,0%	1260	770	1300	670	800	420	222
180		530	3150		1260	770	1300		834	456	218
200		530	3450		1290	780	1330		890	485	240
250		640	4100		1370	820	1365		1033	581	263
315		720	4850		1380	865	1405		1200	675	302
400		840	5750		1620	1055	1430		1441	781	333
500		1000	7000		1535	930	1505		1634	941	371
630		1200	8200		1570	940	1550		1950	1094	440
800		1400	1050	5,0%	1770	1075	1575		2357	1295	510
1000		1750	13000		1765	1065	1780		820	2857	1548
Điện áp 35/0,4 – Điều chỉnh $\pm 2 \times 2,5\%$											
31.5	Y/y _o -O	150	700	4,5%	890	680	1310	520	420	200	160
50		240	1250		920	730	1365		467	223	175
63		280	1400		920	730	1255		525	265	190
100		360	2050		1010	750	1445		695	366	235
160	Δy_o-11	530	2950		1160	765	1495	670	945	493	304
180		580	3150		1160	765	1495		968	520	300
200		600	3450		1350	815	1530		1040	552	308
250		680	4100		1430	680	1550		1166	629	338
315		800	4850		1470	870	1605		1402	773	391
400		920	5750		1640	1040	1630		1650	892	428
500		1150	7000		1585	955	1710		1866	1047	480
630		1300	8200		1620	940	1750		2218	1259	552
800		1520	1050	6,5%	1755	1020	1755		2520	1366	640
1000		1900	13000		1840	1080	1900	820	3051	1626	763

BẢNG 6.25. THÔNG SỐ KỸ THUẬT CỦA MÁY BIẾN ÁP TRUNG GIAN DO NHÀ MÁY CHẾ TẠO THIẾT BỊ ĐIỆN ĐÔNG ANH SẢN XUẤT

Điện áp: 2 cấp: 35/6,3 – 35/10,5 – 35/15 – 35/22 – 22/6 ÷ 15 kV

3 cấp 35(22) / 6,3 kV – 35(22)/11kV – 35(22)15kV

Phạm vi điều chỉnh điện áp: $\pm 2 \times 2,5\% \pm 5\%$; $\pm 2 \times 5\%$ hoặc $\pm 4 \times 2,5\%$

Tổ đấu dây: Yo/d – 11; D/yo – 11; Y(D)/ d (12) 11 hoặc D(Y)/ d – (12–11)

Công suất: 1.000 KVA $\pm$ 10.000 KVA.

Công suất, kVA	Cấp điện áp kV	Tổn hao (W)		Dòng điện, không tải I ₀ %	Điện áp ngắn mạch U _k %	Kích thước bao (mm)			Tâm bánh xe mm D	Trọng lượng	
		Không tải P ₀	Có tải P _k			Dài A	Rộng C	Cao B		Dầu (lít)	Toàn bộ (kg)
1000	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	1700	10500	0,8	6	1780	1200	2100	1070	1050	4700
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	1800	11000	0,8	6	1850	1300	2300	1070	1130	4900
1250	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	1900	13500	0,8	6	2100	1300	2400	1070	1250	5000
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	2000	14000	0,8	6	2230	1340	2480	1070	1330	5140
1600	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	2210	16000	1,0	6,5	2420	1960	2840	1070	1880	6200
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	2300	16500	1,0	6,5	2430	1970	2860	1070	1940	6600

1800	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	2420	19300	0,9	6,5	2470	2010	2960	1070	2100	6640
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	2540	19600	0,9	6,5	2490	2010	2980	1070	2210	7100
2000	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	2700	19500	0,9	6,5	2520	2150	3010	1070	2200	7200
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	2790	20000	0,9	6,5	2530	2050	3020	1070	2320	7260
2500	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	3300	21500	0,8	6,5	2540	2060	3030	1070	2370	7890
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	3400	22000	0,8	6,5	2580	2080	3050	1070	2430	8410
3200	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	3,900	25000	0,8	7	2620	2100	3090	1070	2480	9650
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	4000	26,000	0,8	7	2640	2100	3090	1070	2590	9740
4000	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	4,700	29,400	0,7	7	2700	2110	3240	1210	2610	11140
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	4,800	30,000	0,7	7	2720	2120	3240	1210	2800	12300
5600	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	5270	34,500	0,7	7	2830	2130	3260	1210	3120	13900
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	5420	34500	0,7	7	2840	2130	3270	1210	2340	14590
7500	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	8000	42000	0,7	7,5	2880	2150	3580	1430	4090	16100
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	8,500	50000	0,7	7,5	2890	2210	3290	1430	4290	16900
10000	2 cấp 35/(6,3 ÷ 22)	9000	58000	0,6	7,5	3160	2680	4010	1430	4180	16300
	3 cấp 35(22)/(6,3 ÷ 15)	9,500	60000	0,6	7,5	3170	2690	4050	1430	4360	17500

BẢNG 6.26. BẢNG GIÁ MÁY BIẾN ÁP DO HÃNG ABB SẢN XUẤT

Có hiệu lực từ ngày 01/11/2006

Đơn vị tính: 1000: VNĐ

Điện áp Công suất	6,3 (10) /0,4kV	15/0,4 kV	22/0,4 kV	35/0,4 kV	6.3 (10) – 22/0,4 kV	6.3–22/0,4 (Duy 11 tại 22)	15–22/0,4 kV	35–22/0,4 kV
31,5	46,000	47,700	47,900	59,000				
50	51,800	53,000	54,200	67,400	65,000	72,300	63,000	86,000
75	59,000	60,400	61,400	71,200	71,700	82,500	66,200	91,000
100	66,200	70,000	71,500	82,600	82,400	90,500	78,100	95,300
160	83,100	84,200	86,000	95,800	92,700	106,600	89,600	112,700
180	84,700	85,400	87,200	104,000	102,300	114,600	97,000	118,800
200	98,600	99,900	101,100	111,200	113,800	125,100	111,200	126,400
250	101,900	102,700	104,700	115,300	117,600	132,900	113,800	136,500
320	115,100	116,100	118,500	137,800	137,500	149,100	133,400	151,700
400	131,900	135,200	137,900	151,700	154,200	166,800	149,500	169,400
500	159,000	159,700	161,800	177,000	187,000	202,200	184,100	199,300
560	161,600	156,400	174,500	184,400	186,900	206,500	182,000	206,500
630	179,500	182,000	189,600	201,600	206,500	226,200	206,500	226,200
750	24,100	204,100	212,300	226,200	231,100	245,900	231,100	245,900
800	209,000	211,500	219,900	238,500	253,200	275,400	253,200	275,400
1000	275,400	280,300	293,200	309,800	314,700	331,900	314,700	331,900
1250	311,400	317,300	325,300	368,800	369,200	403,200	361,200	385,200

**BẢNG 6.27. BẢNG GIÁ MÁY BIẾN ÁP TRUNG GIAN DO NHÀ MÁY CHẾ TẠO THIẾT BỊ ĐIỆN
ĐÔNG ANH - HÀ NỘI - SẢN XUẤT**

Đơn giá: 1000 VNĐ

$\begin{matrix} U_{dm} \\ S_{dm} \end{matrix}$	35/6,3	35/10,5	35/15	35/22
1000	129 100	132 700	142 600	146 500
1600	192 100	197 500	200 000	203 000
1800	208 900	212 900	214 800	220 800
2500	270 300	277 200	279 200	286 100
3200	312 800	316 800	323 700	330 700
4000	355 400	364 300	367 300	375 200
5600	436 600	447 500	450 500	460 400
6300	525 700	537 600	542 500	553 400



7.1. CÁC ĐỊNH NGHĨA VÀ KHÁI NIỆM

7.1.1. Các định nghĩa

7.1.1.1. Ngắn mạch

Ngắn mạch là hiện tượng chạm chập giữa các dây dẫn với nhau và dây dẫn với đất.

– Ngắn mạch trực tiếp là phần kim loại của các dây dẫn chạm chập trực tiếp với nhau, còn được gọi là ngắn mạch mang tính chất kim loại.

– Ngắn mạch gián tiếp là ngắn mạch thông qua tổng trở trung gian (hỗ quang điện, cách điện bị già cỗi nứt rạn và hút ẩm).

7.1.1.2. Các dạng ngắn mạch

– Ngắn mạch ba pha là hiện tượng dây dẫn của 3 pha chạm chập trực tiếp với nhau.

Ngắn mạch ba pha được coi là dạng ngắn mạch nguy hiểm nhất và có giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất.

Dòng ngắn mạch có tác hại là phá huỷ dây dẫn và các thiết bị điện về mặt nhiệt (đốt cháy thiết bị, huỷ hoại cách điện) và phá huỷ thanh dẫn, thanh góp và các thiết bị điện dưới tác động của các lực cơ học do dòng ngắn mạch sinh ra (bẻ gãy, uốn cong, biến dạng, phá vỡ...).

Chính vì vậy, việc tính ngắn mạch ba pha là tìm dòng điện ngắn mạch lớn nhất có thể có để kiểm tra thiết bị điện về ổn định nhiệt và ổn định lực điện động.

Ngắn mạch ba pha là ngắn mạch đối xứng.

– Ngắn mạch hai pha là hiện tượng dây dẫn của hai pha chạm chập trực tiếp với nhau.

– Ngắn mạch hai pha chạm đất là hiện tượng hai pha chạm chập nhau thông qua chạm đất hoặc chạm vỏ thiết bị.

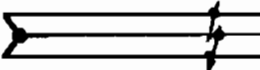
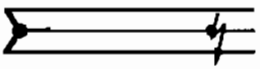
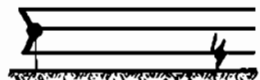
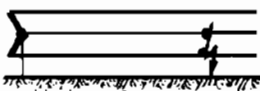
– Ngắn mạch một pha chạm đất là hiện tượng dây dẫn chạm đất hay chạm vỏ thiết bị. Dạng ngắn mạch này là dạng ngắn mạch đơn giản.

Ba dạng ngắn mạch trên là ngắn mạch không đối xứng, gây nên mất đối xứng trong hệ thống điện cũng như hệ thống cung cấp điện.

Việc tính các dạng ngắn mạch trên là cần thiết để tìm ra giá trị dòng ngắn mạch nhỏ nhất có thể có để kiểm tra độ nhạy của các thiết bị bảo vệ (cầu chì, áp tô mát, rôle...).

Ký hiệu và phân bố xác suất của các dạng ngắn mạch được trình bày trong bảng 7.1.

BẢNG 7.1. KÝ HIỆU VÀ PHÂN BỐ XÁC SUẤT CỦA CÁC DẠNG NGẮN MẠCH

Dạng ngắn mạch	Ký hiệu trên sơ đồ nguyên lý	Ký hiệu chữ trên sơ đồ	Xác suất phân bố %
Ba pha		$N^{(3)}$	5
Hai pha		$N^{(2)}$	10
Một pha chạm đất		$N^{(1)}$	65
Hai pha chạm đất		$N^{(1,1)}$	20

7.1.2. Các khái niệm về dòng ngắn mạch

Khi xảy ra ngắn mạch, tổng trở của mạch trong hệ thống giảm (mức độ giảm tổng trở phụ thuộc vào vị trí của điểm ngắn mạch trong hệ thống), dòng điện trong các nhánh có liên quan với điểm ngắn mạch tăng lên so với dòng điện làm việc bình thường, gây nên sự giảm điện áp trong hệ thống. Điện áp giảm nhiều nhất ở vị trí điểm ngắn mạch.

Từ bảng 7.1 ta thấy rằng, dòng ngắn mạch một pha $I_N^{(1)}$ xảy ra so với xác suất nhiều nhất (65%), còn ngắn mạch ba pha $I_N^{(3)}$ ít khi xảy ra (5%).

Ngắn mạch ba pha tuy ít xảy ra nhưng cần phải nghiên cứu vì có lúc nó quyết định sự làm việc của hệ thống điện, nhất là về mặt ổn định.

Mặt khác, ngắn mạch ba pha là ngắn mạch đối xứng, tất cả ba pha đều ở trong các điều kiện như nhau, dễ tính toán. Tất cả các dạng ngắn mạch không đối xứng khác đều có thể dùng phương pháp phân tích các thành phần đối xứng để đưa về dạng ngắn mạch ba pha đối xứng và thực hiện được các bước tính toán tương tự như tính ngắn mạch ba pha.

Các phần tử của hệ thống điện là điện trở và điện kháng (điện cảm và điện dung). Khi xuất hiện ngắn mạch, hệ thống điện là một mạch vòng dao động. Dòng điện trong các nhánh và điện áp trên các phần tử riêng rẽ của nó sẽ biến động trong một thời gian nào đó sau khi xảy ra ngắn mạch tương ứng với các thông số của mạch vòng.

Trong thời gian ngắn mạch, kể từ thời điểm xuất hiện ngắn mạch cho tới khi cắt được dòng ngắn mạch, loại trừ được phần tử hư hỏng. Trong mạch xảy ra một quá trình phức tạp mang tính chất của các dao động điện từ liên quan đến sự biến thiên của công suất, mô men quay, mô men của các máy phát điện.

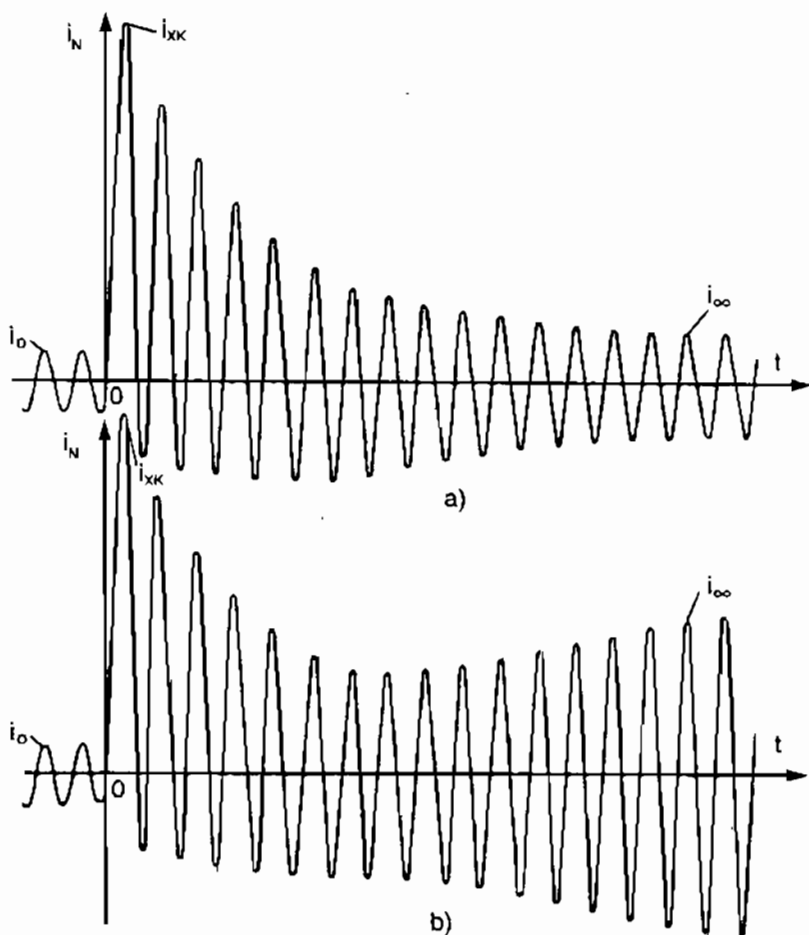
Khi nghiên cứu ngắn mạch, ta đứng trên quan điểm điện từ của quá trình quá

độ để khảo sát hiện tượng. Khi nghiên cứu ổn định, ta đứng trên quan điểm điện cơ. Việc phân thành hai quá trình trên là để cho việc nghiên cứu và tính toán được đơn giản. Để có lời giải chính xác, sau khi nghiên cứu riêng rẽ các quá trình điện từ và điện cơ cần phải tổng hợp lại. Vì nhiều lúc tùy theo quan điểm nghiên cứu mà yêu cầu của các vấn đề lại mâu thuẫn nhau. Ví dụ, muốn giảm dòng ngắn mạch thì có thể kết luận là cần phải giảm dòng điện kích từ của máy phát điện. Nhưng yêu cầu về ổn định của hệ thống điện lại không cho phép làm như vậy, trái lại, lại phải tăng dòng điện kích từ của máy phát điện lên.

Trên hình 7.1a và 7.1b biểu diễn đường đặc tính biến thiên của dòng điện ngắn mạch lúc không có tự động điều chỉnh kích từ và lúc có tự động điều chỉnh kích từ (TĐK).

Từ hình vẽ ta thấy rằng, dòng điện bắt đầu tăng từ một sự cố nào đó trước khi xảy ra ngắn mạch, i_0 tăng lên rất nhanh sau khoảng 0,01 giây (tức 1/2 chu kỳ đầu) sẽ đạt tới giá trị dòng điện xung kích i_{xk} , tiếp đó quá trình quá độ chuyển dần sang chế độ xác lập i_∞ . Khi không có TĐK, dòng điện ngắn mạch xác lập i_∞ có giá trị nhỏ nhất so với giá trị dòng ngắn mạch ở các thời điểm trước đó. Khi có TĐK dòng điện ngắn mạch xác lập i_∞ có giá trị lớn hơn so với khi không có TĐK và lớn hơn giá trị dòng điện ở các thời điểm trước đó.

Dòng ngắn mạch có thể phân thành 2 thành phần: thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ và thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ hay còn gọi là thành phần tự do (hình 7.2).



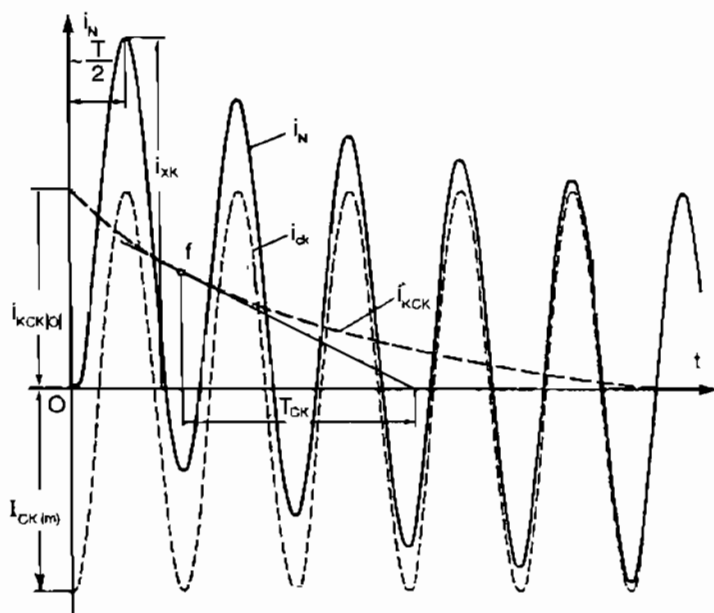
Hình 7.1. Dòng điện ngắn mạch ngoài
a) Khi không có TĐK; b) Khi có TĐK.

Thành phần chu kỳ i_{ck} có dạng như nhau trong cả 3 pha còn thành phần không chu kỳ i_{kck} trên mỗi pha khác nhau và biến đổi tùy theo thời điểm bắt đầu ngắn mạch. Thông thường thành phần chu kỳ được xác định theo trị số lớn nhất có thể có.

Khi tính toán dòng điện ngắn mạch ta coi nguồn cung cấp cho điểm ngắn mạch là:

- Các máy phát thủy điện và nhiệt điện.
- Các động cơ và máy bù đồng bộ.
- Các động cơ không đồng bộ.

Ảnh hưởng của các động cơ không đồng bộ chỉ được xét tới ở thời điểm đầu ngắn mạch trong trường hợp các động cơ này ở gần và mắc trực tiếp với chỗ ngắn mạch.



Hình 7.2. Các thành phần của dòng điện ngắn mạch

7.1.3. Các đại lượng cần xác định

Khi tính toán dòng điện ngắn mạch ta cần xác định các đại lượng sau:

1. I_N'' – giá trị ban đầu của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ. Dòng điện này là giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch và được gọi là dòng điện ngắn mạch siêu quá độ tại thời điểm $t = 0$.
2. i_{xk} – dòng điện ngắn mạch xung kích. Giá trị dòng điện này được dùng để kiểm tra các thiết bị điện, thanh góp, sứ về ổn định lực điện động.
3. I_{xk} – giá trị hiệu dụng lớn nhất của dòng điện ngắn mạch xung kích. Giá trị này cũng được dùng để kiểm tra ổn định lực điện động trong khoảng thời gian của chu kỳ đầu tiên của quá trình ngắn mạch.
4. $I_{0,2}$ – giá trị I_t đối với $t = 0,2$ cần thiết để kiểm tra khả năng cắt dòng ngắn mạch.
5. I_x – giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch xác lập tại thời điểm $t = \infty$. Giá trị này được dùng để kiểm tra các thiết bị điện, thanh dẫn, thanh góp, sứ xuyên và cáp về ổn định nhiệt đối với dòng điện ngắn mạch.
6. $S_{0,2}$ – công suất ngắn mạch tại thời điểm $t = 0,2s$. Công suất này được dùng để kiểm tra khả năng cắt giới hạn (công suất cắt giới hạn) cho phép của máy cắt điện và cầu chì.

Trong tính toán gần đúng cho phép lấy $I_{0,2} = I_N''$ và $S_{0,2} = S_N''$

7.1.4. Thời gian ngắn mạch tính toán

Thời gian ngắn mạch thực hay thời gian tồn tại quá trình ngắn mạch t_N được xác định theo khoảng thời gian tác động của bảo vệ t_{BV} và thời gian cắt của máy cắt điện t_{MC} .

$$t_N = t_{BV} + t_{MC} \quad (7.1)$$

Khi tính toán kiểm tra các thiết bị điện về ổn định nhiệt ta sử dụng thời gian quy đổi.

Thời gian ngắn mạch quy đổi là khoảng thời gian trong đó dòng ngắn mạch xác lập I_x sinh ra một lượng nhiệt đúng bằng lượng nhiệt do dòng ngắn mạch thực tế sinh ra. Về bản chất đây là phép làm đẳng trị. Đại lượng lấy làm đẳng trị là thời gian ngắn mạch quy đổi t_{qd} và dòng điện ngắn mạch ở chế độ xác lập I_x .

Thời gian quy đổi được xác định theo:

$$t_{qd} = t_{qdck} + t_{qdkck} \quad (7.2)$$

Trong đó:

t_{qdck} – Thời gian quy đổi đối với thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ;

t_{qdkck} – Thời gian quy đổi đối với thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ.

Khi thời gian ngắn mạch thực $t_N < 5s$, thời gian quy đổi đối với thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ được xác định theo các đường cong nêu trên hình 7.3.

Thời gian quy đổi của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ phụ thuộc vào tỷ số giữa dòng điện ngắn mạch siêu quá độ I_N'' dòng điện ngắn mạch ở chế độ xác lập I_x :

$$\beta'' = \frac{I_N''}{I_x} \quad (7.3)$$

Giá trị của β'' phụ thuộc vào điện kháng tính toán $\beta'' = f(x_{\Sigma})$ cho trên hình 7.3.

Khi thời gian ngắn mạch thực $t_N > 5s$.

$$t_{qd} = t_{qd5} + (t_N - 5) s \quad (7.4)$$

Trong đó: t_{qd5} – giá trị thời gian quy đổi đối với $t_N = 5s$.

Việc xác định thời gian quy đổi đối với thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ t_{qdkck} được tiến hành khi $t_N \geq 1,5T$ theo công thức:

$$t_{qdkck} = 0,05 (\beta'')^2 \quad (7.5)$$

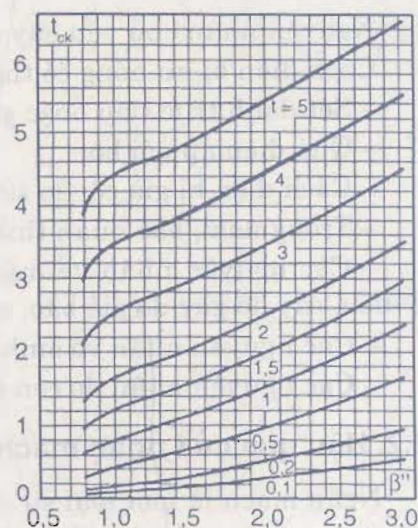
Còn khi $t_N < 1,5T$ – Xác định theo công thức:

$$t_{qdkck} = T (\beta'')^2 (1 - e^{-\frac{2t_N}{T}}) \quad (7.6)$$

Trong đó: $T = \frac{x}{314r}$ – hằng số thời gian tắt dần của thành phần dòng ngắn mạch

không chu kỳ t_{kck} .

Khi thời gian ngắn mạch thực $t_N \geq 20T$. Thông thường với $t_N > 1s$, giá trị t_{qdkck} có thể cho phép bỏ qua.



Hình 7.3.

Đường cong xác định thời gian quy đổi của thành phần chu kỳ dòng điện ngắn mạch, khi nguồn cung cấp là máy phát điện có TĐK; t_{qd} – thời gian quy đổi đối với thành phần chu kỳ của dòng điện ngắn mạch, s; $\beta'' = I_N'' / I_x$ – tỷ số của dòng điện siêu quá độ ban đầu với dòng điện duy trì tại chỗ ngắn mạch.

7.3. Ý NGHĨA CỦA VIỆC TÍNH NGẮN MẠCH

Việc tính ngắn mạch được tiến hành để:

1. Thành lập và lựa chọn phương án xây dựng sơ đồ cung cấp điện hợp lý nhất.
2. Xác định các điều kiện làm việc của các hộ tiêu thụ ở các chế độ sự cố.
3. Chọn các biện pháp hạn chế dòng điện ngắn mạch.
4. Chọn và kiểm tra các thiết bị điện, sứ, thanh góp, thanh dẫn, cáp lực...
5. Xác định ảnh hưởng của các đường dây truyền tải điện tới các đường dây thông tin, tín hiệu.
6. Thiết kế và chỉnh định các thông số của các thiết bị bảo vệ rơle và tự động hoá.
7. Thiết kế nối đất bảo vệ.
8. Lựa chọn các đặc tính của máy chống sét để bảo vệ chống quá điện áp.
9. Đánh giá và xác định các thông số của các thiết bị dập tắt cho các máy phát điện.
10. Đánh giá các hệ thống kích từ của máy phát đồng bộ.
11. Tiến hành các thí nghiệm khác.
12. Phân tích, đánh giá các sự cố xảy ra.

Trong vận hành, việc tính toán cần phải căn cứ vào các điều kiện cụ thể và đòi hỏi độ chính xác cao. Ngược lại, khi thiết kế việc tính toán chỉ đòi hỏi các số liệu gần đúng.

Việc tính toán ngắn mạch để lựa chọn các thiết bị điện đòi hỏi độ chính xác không cao. Khi tính toán để có các số liệu cài đặt và chỉnh định cho các thiết bị bảo vệ rơle và tự động hoá đòi hỏi độ chính xác cao hơn.

7.4. HỆ ĐƠN VỊ TƯƠNG ĐỐI

Khi tính toán dòng điện ngắn mạch, tất cả các đại lượng có thể được biểu diễn trong hệ đơn vị có tên hoặc trong hệ đơn vị tương đối.

Trong thực tế thiết kế và vận hành, việc tính toán trong hệ đơn vị tương đối thuận lợi và đơn giản hơn.

7.4.1. Hệ đơn vị tương đối định mức

Hệ đơn vị tương đối định mức thường được dùng cho các nhà chế tạo. Khi sản xuất máy phát điện, động cơ điện, máy biến áp nhà chế tạo thường cho một số thông số trong hệ đơn vị tương đối định mức.

Để biểu diễn các đại lượng trong hệ đơn vị tương đối định mức, các nhà chế tạo cần quy định một số đại lượng được lấy làm cơ sở để quy đổi.

Ta xét các biểu thức thường gặp trong tính toán:

$$S = \sqrt{3} UI \text{ và } U = \sqrt{3} I Z$$

Trong hai biểu thức trên có bốn đại lượng S , U , I , Z chỉ có hai đại lượng là độc lập còn hai đại lượng khác là phụ thuộc. Hai đại lượng này có thể xác định được thông qua hai đại lượng độc lập.

Hai đại lượng độc lập được chọn làm cơ sở là: S_{dm} , kVA, MVA và U_{dm} , kV. Trên cơ sở đó, các đại lượng được chọn trong hệ đơn vị tương đối định mức có dạng:

– Sức điện động tương đối:

$$E_{*dm} = \frac{E}{U_{dm}} \quad (7.7)$$

– Điện áp tương đối:

$$U_{*dm} = \frac{U}{U_{dm}} \quad (7.8)$$

– Dòng điện tương đối:

$$I_{*dm} = \frac{I}{I_{dm}} \quad (7.9)$$

Với
$$I_{dm} = \frac{S_{dm}}{\sqrt{3}U_{dm}}$$

– Tổng trở tương đối:

$$Z_{*dm} = \frac{Z}{Z_{dm}} = Z \cdot \frac{S_{dm}}{U_{dm}^2} \quad (7.10)$$

Với
$$Z_{dm} = \frac{U_{dm}}{\sqrt{3}I_{dm}} = \frac{U_{dm}^2}{S_{dm}} \quad (7.11)$$

Trong tính toán gần đúng có thể bỏ qua điện trở, khi đó:

$$X_{dm} \approx Z_{dm}$$

Nên
$$X_{*dm} = X \cdot \frac{S_{dm}}{U_{dm}^2} \quad (7.12)$$

Trong đó: E, U, U_{dm} – sức điện động, điện áp và điện áp định mức, kV;
 I, I_{dm} – dòng điện và dòng điện định mức, A;
 X, Z, Z_{dm} – điện kháng, tổng trở, tổng trở định mức, Ω ;
 S_{dm} – Công suất định mức, kVA.

Theo quy định trên, khi biết các thông số nhà chế tạo cho dưới dạng hệ đơn vị tương đối định mức, ta có thể xác định trở lại các thông số đó trong hệ đơn vị có tên.

7.4.1.1. Điện kháng của các máy phát điện, máy bù đồng bộ, động cơ điện đồng bộ và không đồng bộ

Đối với các phần tử này nhà chế tạo cho điện kháng siêu quá độ trong hệ đơn vị tương đối dưới dạng số thập phân $X_{*ddmF,D}''$, theo (7.10) ta có thể xác định được điện kháng của các phần tử này quy đổi sang hệ đơn vị có tên:

$$X_{F,D} = X_{*ddmF,D}'' X_{dm} \quad (7.13)$$

Trong đó: $X_{F,D}$ – điện kháng của máy phát hoặc động cơ điện trong hệ đơn vị có tên, Ω ;

$X_{*ddmF,D}''$ – điện kháng siêu quá độ của máy phát hoặc động cơ trong hệ đơn vị tương đối;

X_{dm} – điện kháng định mức xác định theo các đại lượng lấy làm cơ sở;

$$X_{dm} = \frac{U_{dm}}{\sqrt{3}I_{dm}} = \frac{U_{dm}^2}{S_{dm}} \quad \text{với } U_{dm} - \text{kV và } S_{dm} - \text{kVA.}$$

Trị số điện kháng trung bình của máy phát điện, máy bù đồng bộ, động cơ điện đồng bộ và không đồng bộ cho trong bảng 7.2.

**BẢNG 7.2. TRỊ SỐ ĐIỆN KHÁNG SIÊU QUÁ ĐỘ TRUNG BÌNH CỦA MÁY PHÁT,
MÁY BÙ VÀ ĐỘNG CƠ ĐIỆN**

Nguồn cung cấp	$X_{đ*}''$
Máy phát nhiệt điện	0,125
Máy phát thủy điện (cực lõi) có cuộn cản	0,20
Máy phát thủy điện (cực lõi) không có cuộn cản	0,27
Máy bù đồng bộ	0,16
Động cơ điện đồng bộ và không đồng bộ	0,20

Điện trở tác dụng của các cuộn dây máy phát điện, máy bù và động cơ điện cho phép bỏ qua.

7.4.1.2. Tổng trở của các máy biến áp

– Đối với MBA hai cuộn dây nhà máy chế tạo cho biết giá trị điện áp ngắn mạch trong hệ đơn vị tương đối định mức tính theo phần trăm ($U_N\%$). Đối với các MBA có công suất định mức $S_{đmB} \geq 600 \div 750$ kVA.

$$U_{*Nđm} = X_{*đmB} \quad (7.14)$$

Trong đó: $U_{*Nđm} = 0,01 U_N\%$

Điện kháng của MBA trong hệ đơn vị có tên được xác định theo:

$$X_B = \frac{U_N\%}{100} \cdot \frac{U_{đmB}^2}{S_{đmB}}, \Omega \quad (7.15)$$

Với các MBA có $S_{đmB} \leq 500 \div 600$ kVA, điện kháng MBA được xác định theo công thức:

$$X_B = \sqrt{U_{*Nđm}^2 - r_{*đmB}^2} \cdot \frac{U_{đmB}^2}{S_{đmB}}, \Omega \quad (7.16)$$

Trong đó: $r_{*đmB}$ – điện trở trong hệ đơn vị tương đối định mức của MBA, $r_{*đmB}$ được xác định theo công thức:

$$r_{*đmB} = \frac{\Delta P_N}{S_{đmB}} \quad (7.17)$$

Trong đó: ΔP_N – tổn thất công suất trong dây cuốn MBA, kW;

Điện trở MBA trong hệ đơn vị có tên được xác định theo:

$$r_B = \Delta P_N \cdot \frac{U_{đmB}^2}{S_{đmB}}, \Omega \quad (7.18)$$

Các công thức (7.15) và (7.18) đã được trình bày trong chương 5.

– Đối với các máy biến áp ba dây cuốn điện trở, điện kháng của các cuộn dây cũng được xác định theo các công thức tương tự máy biến áp hai dây cuốn, trong đó $U_N\%$ và ΔP_N được tính theo từng cuộn (xem chương 5).

7.4.1.3. Tổng trở của đường dây

Tổng trở của đường dây tính trong hệ đơn vị có tên cũng đã được trình bày rõ trong chương 5 với:

$$X_D = x_0.l \quad (7.19)$$

$$r_D = r_0.l \quad (7.20)$$

Trong đó: x_0 – suất điện kháng trên 1km đường dây, Ω/km ;
 r_0 – suất điện trở trên 1km đường dây, Ω/km ;
 l – chiều dài đường dây, km.

Giá trị r_0 có thể xác định theo công thức:

$$r_0 = \frac{100}{\gamma F}; \Omega/\text{km} \quad (7.21)$$

Trong đó: γ – điện dẫn suất của dây dẫn, $\text{km}/\Omega\text{mm}^2$.

F – tiết diện dây dẫn của 1 pha, mm^2 .

Giá trị γ có thể lấy bằng: 53 – đối với dây đồng, 32 – đối với dây nhôm và dây nhôm lõi thép, 10 – đối với dây thép.

Giá trị x_0 có thể lấy gần đúng theo giá trị trung bình đối với các đường dây khác nhau cho trong bảng 7.3.

BẢNG 7.3. SUẤT ĐIỆN KHÁNG TRUNG BÌNH CỦA ĐƯỜNG DÂY

Đường dây	$x_0, \Omega/\text{km}$
Đường dây trên không một lộ điện áp trên 1kV	0,35 ÷ 0,4
Đường dây trên không một lộ điện áp từ 1kV trở xuống	0,3
Cáp điện lực (cáp ba pha), kV	
35	0,12
20	0,1
10 và 6	0,08
đến 1	0,07

7.4.1.4. Điện kháng của kháng điện

Đối với kháng điện, nhà máy chế tạo cho điện kháng của kháng điện trong hệ đơn vị tương đối định mức tính theo phần trăm $x_k\%$ và U_{dmk}, I_{dmk} .

Điện kháng của kháng điện tính trong hệ đơn vị có tên có được xác định theo:

$$X_k = \frac{x_k\%}{100} \cdot \frac{U_{dmk}}{\sqrt{3}I_{dmk}}, \Omega \quad (7.22)$$

Trong đó: U_{dmk} – điện áp định mức kháng điện, kV;

I_{dmk} – dòng điện định mức chạy qua kháng điện, A

7.4.2. Hệ đơn vị tương đối cơ bản

Cũng như hệ đơn vị tương đối định mức, để xây dựng hệ đơn vị tương đối cơ bản ta cũng phải quy định hai đại lượng làm cơ sở là điện áp cơ bản U_{cb} và công suất cơ bản S_{cb} .

Hệ đơn vị tương đối cơ bản dùng cho người thực hiện tính toán thiết kế. Trong hệ đơn vị tương đối cơ bản, S_{cb} và U_{cb} tùy theo người tính toán thiết kế quy định. Thông thường chọn $S_{cb} = 100, 1000 \text{ MVA}$ và $U_{cb} = U_{tb}$. Trong đó U_{tb} – điện áp trung bình tương ứng với mỗi cấp điện áp.

Dãy điện áp trung bình lấy theo:

$U_{dm} \text{ (kV)}$	0,38	6	10	22	35	110	220
$U_{tb} \text{ (kV)}$	0,4	6,3	10,5	23	37	115	230

Dòng điện cơ bản được xác định theo:

$$I_{cb} = \frac{S_{cb}}{\sqrt{3}U_{cb}}$$

Theo S_{cb} và $U_{cb} = U_{tb}$ nêu trên, sức điện động, điện áp, dòng điện, công suất và tổng trở được biểu diễn trong hệ đơn vị tương đối quy về điều kiện cơ bản sẽ được xác định theo các công thức sau:

$$E_{*cb} = \frac{E}{U_{cb}} \quad (7.23)$$

$$U_{*cb} = \frac{U}{U_{cb}} \quad (7.24)$$

$$I_{*cb} = \frac{I}{I_{cb}} \quad (7.25)$$

$$S_{*cb} = \frac{S}{S_{cb}} \quad (7.26)$$

$$Z_{*cb} = \frac{Z}{Z_{cb}} = Z \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} \quad (7.27)$$

Với
$$Z_{cb} = \frac{U_{cb}}{\sqrt{3}I_{cb}}$$

Trong tính toán gần đúng có thể bỏ qua điện trở, coi $X_{cb} \approx Z_{cb}$ nên:

$$X_{*cb} = X \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} \quad (7.28)$$

Trong đó: U_{cb} – điện áp dây cơ bản xác định theo dây điện áp trung bình, kV;
 S_{cb} – công suất cơ bản, 10^3 kVA;
 X, Z – điện kháng và tổng trở, Ω ;
 I_{cb} – dòng điện cơ bản, kA.

Sau khi đã biết thông số của các phần tử trong hệ đơn vị có tên, dựa vào các công thức trình bày trên ta có thể quy đổi các thông số của các phần tử sang hệ tương đối cơ bản.

7.4.2.1. Điện kháng của các máy phát điện, máy bù đồng bộ, động cơ đồng bộ và không đồng bộ

$$X_{*cbf,D} = X_{*df,D} \frac{S_{cb}}{S_{dmf,D}} \quad (7.29)$$

Trong đó: S_{cb} công suất cơ bản, 10^3 kVA;
 S_{dm} – công suất định mức của máy phát hoặc động cơ, 10^3 kVA.

7.4.2.2. Tổng trở của máy biến áp

– Điện kháng của MBA:

Khi công suất định mức của MBA $S_{dmB} \geq 600 \div 750$ kVA

$$U_{*NdmB} = X_{*dmB} \text{ với } U_{*NdmB} = 0,01 U_N \% \quad (7.30)$$

+ Đối với MBA hai dây cuộn:

$$x_{\text{chB}} = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmB}}} \quad (7.31)$$

Còn khi công suất định mức của MBA $S_{\text{dmB}} \leq 500 + 600\text{kVA}$

$$x_{\text{chB}} = \sqrt{U_N^2 \cdot S_{\text{dmB}} - r_{\text{dmB}}^2} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmB}}} \quad (7.32)$$

Trong đó: r_{dmB} – điện trở tương đối định mức của MBA được xác định theo công thức:

$$r_{\text{dmB}} = \frac{\Delta P_N}{S_{\text{dmB}}} \quad (7.33)$$

Trong đó: ΔP_N – tổn thất công suất ngắn mạch của MBA, kW.

Điện trở tác dụng của MBA quy về hệ đơn vị tương đối cơ bản được xác định theo biểu thức:

$$r_{\text{ch}} = r_{\text{dmB}} \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmB}}} = r_{\text{dmB}} \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmB}}} \quad (7.34)$$

Trong đó: r_{dmB} – điện trở định mức của MBA, Ω ;

U_{cb} – điện áp cơ bản, kV;

S_{ch} – công suất cơ bản, 10^3kVA .

+ Đối với MBA ba dây cuộn:

Điện kháng của các cuộn dây MBA quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản bằng:

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{chC}} &= \frac{U_{\text{NC}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmC}}} \\ x_{\text{chT}} &= \frac{U_{\text{NT}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmT}}} \\ x_{\text{chH}} &= \frac{U_{\text{NH}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmH}}} \end{aligned} \right\} \quad (7.35)$$

Trong đó: S_{dmC} , S_{dmT} , S_{dmH} – công suất định mức của các cuộn cao áp, trung áp và hạ áp. Với các MBA có tỷ lệ công suất của các cuộn bằng 100/100/100 thì công suất định mức của các cuộn bằng công suất định mức MBA – S_{dmB} ; 10^3kVA ;

$U_{\text{NC}}\%$, $U_{\text{NT}}\%$, $U_{\text{NH}}\%$ – điện áp ngắn mạch phần trăm của các cuộn cao, trung và hạ áp, được xác định theo các công thức được trình bày trong chương 5.

Điện trở của các cuộn dây trong hệ đơn vị tương đối cơ bản được xác định theo:

$$\left. \begin{aligned} r_{\text{chC}} &= \Delta P_{\text{NC}} \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmC}}^2} \\ r_{\text{chT}} &= \Delta P_{\text{NT}} \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmT}}^2} \\ r_{\text{chH}} &= \Delta P_{\text{NH}} \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dmH}}^2} \end{aligned} \right\} \quad (7.36)$$

Trong đó: ΔP_{NC} , ΔP_{NT} , ΔP_{NH} – tổn thất công suất ngắn mạch tương ứng với các cuộn cao, trung và hạ áp được xác định theo các công thức trình bày trong chương 5, kW.

7.4.2.3. Tổng trở của đường dây

Điện kháng và điện trở của đường dây trong hệ đơn vị tương đối cơ bản được xác định theo các công thức sau:

$$\left. \begin{aligned} x_{chD} &= x_0 l \frac{S_{ch}}{U_{ch}^2} \\ r_{chD} &= r_0 l \frac{S_{ch}}{U_{ch}^2} \end{aligned} \right\} \quad (7.37)$$

Trong đó: x_0 – suất điện kháng trên 1km đường dây, Ω/km ;
 r_0 – suất điện trở trên 1km đường dây, Ω/km

7.4.2.4. Điện kháng của kháng điện

Điện kháng của kháng điện quy về hệ đơn vị tương đối cơ bản được xác định theo:

$$x_{chK} = \frac{x_K \%}{100} \cdot \frac{I_{ch} U_{dm}}{I_{dm} U_{ch}} \quad (7.38)$$

Trong đó: I_{dm} – dòng điện định mức của kháng điện, kA;
 U_{dm} – điện áp định mức của kháng điện, kV.

7.5. CÁC PHƯƠNG PHÁP TÍNH DÒNG ĐIỆN NGẮN MẠCH

7.5.1. Những giả thiết cơ bản

Trong các hệ thống điện hiện đại việc tính chính xác dòng điện ngắn mạch có xét tới tất cả các điều kiện thực rất phức tạp, trong thực tế không có khả năng thực hiện. Mặt khác, việc tính toán chính xác lại phụ thuộc ý nghĩa của độ chính xác yêu cầu. Ví dụ, để lựa chọn các thiết bị điện chỉ cần đòi hỏi xác định dòng điện ngắn mạch một cách gần đúng, vì rằng khoảng cách giữa các giá trị của các thông số của các loại thiết bị khác nhau khá lớn.

Để lựa chọn và chỉnh định các thiết bị rơle bảo vệ và tự động hoá độ tính toán chính xác cần phải cao một cách đáng kể. Vì các lý do như vậy khi tính toán dòng điện ngắn mạch người ta sử dụng hàng loạt các giả thiết để làm đơn giản cho việc tính toán. Dưới đây trình bày một số các giả thiết cơ bản.

1. Trong thời gian của toàn bộ quá trình ngắn mạch sức điện động của tất cả các máy phát hiện của hệ thống được coi như trùng pha nhau, nghĩa là bỏ qua tất cả các dao động có thể có của các máy phát điện khi xảy ra ngắn mạch.

2. Không xét tới sự bão hoà từ của hệ thống, do đó cho phép coi tất cả các mạch là tuyến tính có thể áp dụng được nguyên lý xếp chồng trong tất cả các công thức tính.

3. Bỏ qua tất cả các dòng điện từ hoá của tất cả các MBA, trừ trường hợp, khi trong sơ đồ thứ tự không có máy biến áp ba trụ nối x_0/y_0 tham gia.

4. Hệ thống ba pha được coi như đối xứng.

5. Bỏ qua dung dẫn của tất cả các phần tử của mạch bị ngắn mạch trừ khi có các đường dây công suất rất lớn có độ dài lớn, ví dụ đường dây 400 – 500kV và cao hơn.

6. Sức điện động của tất cả các nguồn cung cấp ở cách xa nơi xảy ra ngắn mạch một cách đáng kể ($x_{tt} \geq 3$) được coi là hằng (không thay đổi).

7. Điện trở tổng r_x của mạch ngắn mạch chỉ được xét tới khi nó lớn hơn $1/3$ điện kháng tổng x_x của chính mạch đó.

$$r_x > \frac{1}{3} X_x$$

8. Phụ tải xét gần đúng và được thay bằng tổng trở cố định tập trung tại một điểm nút chung.

7.5.2. Sơ đồ thay thế tính toán

Để tính toán quá trình quá độ khi xảy ra ngắn mạch cần phải thành lập sơ đồ thay thế tính toán, trong đó tất cả các mạch có liên hệ điện – từ được thay thế bằng mạch đẳng trị chỉ có liên hệ về điện.

Trong sơ đồ thay thế được đưa vào tất cả các nguồn sức điện động tham gia cung cấp dòng cho điểm ngắn mạch và tất cả các tổng trở có dòng ngắn mạch chạy qua. Khi trong sơ đồ có các máy biến áp việc thành lập sơ đồ thay thế tính toán cần quy đổi tất cả các thông số của các phần tử và các nguồn sức điện động có các cấp biến áp khác nhau về cùng một cấp nào đó được chọn làm cơ sở (hay cơ bản). Việc tính toán được đơn giản nếu như có một cấp nào đó mà nó được dùng để tính toán dòng ngắn mạch được chấp nhận là cấp cơ sở (hay cơ bản).

Việc quy đổi các thông số của các phần tử và các nguồn sức điện động có các cấp biến đổi khác nhau về cấp cơ sở (hay cơ bản) được thực hiện trên cơ sở của các tỷ số biến đổi của các máy biến áp...

Giả thiết có một mạch điện ở một cấp điện áp nào đó trong sơ đồ được nối với cấp được chọn làm cơ sở bằng một dây các MBA mắc nối tiếp.

Khi tính toán trong hệ đơn vị có tên việc quy đổi sức điện động, điện áp dòng điện và tổng trở về cấp cơ sở được thực hiện tương ứng với các công thức.

$$\dot{E} = (K_1 K_2 \dots K_n) E \quad (7.39)$$

$$\dot{U} = (K_1 K_2 \dots K_n) U \quad (7.40)$$

$$\dot{I} = \frac{1}{(K_1 K_2 \dots K_n)} I \quad (7.41)$$

$$\dot{Z} = (K_1 K_2 \dots K_n)^2 Z \quad (7.42a)$$

$$\dot{X} = (K_1 K_2 \dots K_n)^2 X \quad (7.42b)$$

Trong đó: $K_1, K_2 \dots K_n$ tỷ số biến của tất cả các MBA có trên đường đi giữa mạch được quy đổi và cấp được chọn làm cơ sở, và được xác định theo chiều từ cấp được chọn làm cơ sở tới cấp mà các phần tử cần quy đổi.

Vì vậy khi tính toán dòng điện ngắn mạch điện áp định mức thực của mỗi cấp biến đổi được thay thế bằng điện áp định mức trung bình U_{tb} (theo dãy điện áp trung bình), nên tỷ số biến của mỗi MBA sẽ bằng tỷ số của các giá trị U_{tb} của các cấp mà nó có liên hệ, còn tỷ số biến chung của các MBA mắc nối tiếp sẽ được xác định như tỷ số của các giá trị của U_{tb} ở hai đầu biên.

Do đó khi tính gần đúng các biểu thức tính toán có dạng:

$$\dot{E} = \frac{U_{thcs}}{U_{tb}} E \quad (7.43)$$

$$\dot{U} = \frac{U_{thcs}}{U_{tb}} U \quad (7.44)$$

$$\dot{I} = \frac{U_{tb}}{U_{thcs}} I \quad (7.45)$$

$$\dot{Z} = \frac{U_{thcs}^2}{U_{tb}^2} Z \quad (7.46a)$$

$$\dot{X} = \frac{U_{thcs}^2}{U_{tb}^2} X \quad (7.46b)$$

Trong đó: U_{tb} – điện áp định mức trung bình của cấp tiến hành tính toán;

U_{thcs} – điện áp định mức trung bình của cấp được chọn làm cơ sở hay cơ bản.

Khi tính toán trong hệ đơn vị tương đối trước hết cần chọn S_{cb} và U_{cb} ở một cấp nào đó của sơ đồ đã cho. Các đại lượng cơ bản ở các cấp khác được xác định theo các công thức:

$$\dot{U}_{cb} = \frac{1}{K_1 K_2 \dots K_n} U_{cb} \quad (7.47)$$

$$\dot{I}_{cb} = (K_1 K_2 \dots K_n) I_{cb} \quad (7.48a)$$

Hoặc
$$\dot{I}_{cb} = (K_1 K_2 \dots K_n) \frac{S_{cb}}{\sqrt{3} U_{cb}} \quad (7.48b)$$

Việc quy đổi sức điện động, điện áp, dòng điện và tổng trở về cấp cơ sở được tiến hành theo các công thức (7.23) ÷ (7.28) được mô tả trước đây, trong đó U_{cb} , I_{cb} được thay bằng các giá trị $\dot{U}_{cb}$, $\dot{I}_{cb}$ được quy về cấp được chọn làm cơ sở.

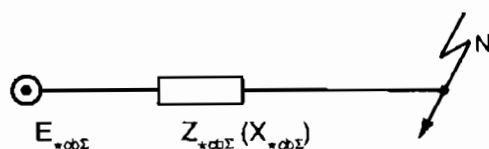
Sau đó thành lập sơ đồ thay thế tính toán đến với điểm ngắn mạch đã cho, việc tính toán quá trình quá độ có thể được thực hiện theo các phương pháp khác nhau.

Sơ đồ thay thế đơn giản nhất nêu trên hình 7.4. Trong đó chỉ gồm 1 nguồn sức điện động tổng $E_{*ch\Sigma}$ và một tổng trở hoặc điện kháng tổng $Z_{*ch\Sigma}$ hoặc $X_{*ch\Sigma}$ được quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản. Nguồn sức điện động tổng trong hệ đơn vị tương đối lấy bằng: $E_{*ch\Sigma} = 1$.

Giá trị ban đầu của dòng điện ngắn mạch siêu quá độ tại điểm ngắn mạch (giá trị hiệu dụng của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ ở nửa chu kỳ đầu tiên) theo sơ đồ thay thế hình 7.4 trong hệ đơn vị tương đối được xác định theo công thức:

$$I_{*ch}'' = \frac{E_{*ch\Sigma}}{Z_{*ch\Sigma}} = \frac{1}{Z_{*ch\Sigma}} \quad (7.49)$$

Hoặc trong hệ đơn vị có tên:



Hình 7.4. Sơ đồ thay thế tính toán quy về tổng trở hoặc điện kháng tổng

$$I''_{Nch} = \frac{1}{Z_{cb\Sigma}} \cdot I_{cb} \quad (7.50)$$

7.5.3. Các phương pháp biến đổi sơ đồ

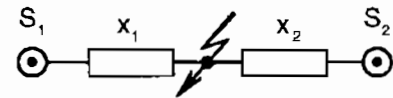
Để tính dòng điện ngắn mạch ba pha, trước hết từ sơ đồ nguyên lý ta tiến hành thành lập sơ đồ thay thế để phục vụ cho việc tính toán.

Trong sơ đồ thay thế ta thay tất cả các phần tử bằng các thông số của chúng bao gồm nguồn sức điện động và các tổng trở.

Sau đó thực hiện các phương pháp biến đổi sơ đồ để đưa sơ đồ thay thế tính toán về dạng đơn giản nhất theo hình 7.4.

Đối với các nguồn cung cấp, ta thay các nguồn cung cấp bằng một hoặc vài nguồn đẳng trị tùy theo vị trí của các nguồn đối với điểm ngắn mạch.

Đối với hệ thống cung cấp điện cho các xí nghiệp công nghiệp có hai nguồn cung cấp: một nguồn lấy từ hệ thống S_1 và một nguồn lấy trực tiếp từ nhà máy điện tự dùng của xí nghiệp S_2 . Sơ đồ thay thế tính toán có dạng nêu trên hình 7.5.



Hình 7.5. Sơ đồ để quyết định sự hợp nhất các nguồn cung cấp (nhà máy điện của xí nghiệp và các nhà máy điện của hệ thống điện)

+ Việc hợp nhất thành một nguồn duy nhất chỉ cho phép với điều kiện:

$$\frac{S_1 X_1}{S_2 X_2} = 0,4 \div 2,5 \quad (7.51)$$

Trong đó: X_1 và X_2 – các điện kháng được quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản.

Nếu như điện kháng tính toán của mỗi nhánh $X_{tt} > 3$ thì cho phép hợp nhất các nguồn cung cấp trong mọi trường hợp.

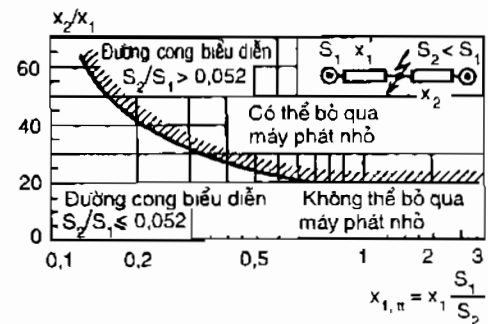
+ Không hợp nhất nhánh nguồn cung cấp có sức điện động là hằng (không biến đổi) với nhánh nguồn có điện kháng tính toán $X_{tt} < 3$ vì rằng nhánh nguồn có sức điện động là hằng tương ứng với nguồn công suất vô cùng lớn khi tính ngắn mạch không áp dụng được phương pháp đường cong tính toán.

+ Cho phép bỏ qua các nguồn có công suất nhỏ ở xa điểm tính ngắn mạch. Khi làm đơn giản sơ đồ các nguồn cung cấp có công suất nhỏ có thể bỏ qua (hình 7.6) nếu như thoả mãn đồng thời hai điều kiện:

$$\frac{X_2}{X_1} \geq 20 \text{ và } \frac{S_2}{S_1} \leq 0,05 \quad (7.52)$$

Trong đó: S_2 – công suất của nguồn có công suất nhỏ;

X_2 – Điện kháng từ nguồn cung cấp S_2 đến điểm ngắn mạch.



Hình 7.6. Đồ hình xác định khả năng bỏ qua các nguồn cung cấp nhỏ hoặc ở rất xa

Khi $S_2/S_1 = 0,05 \div 1$ bỏ qua nguồn cung cấp S_2 mà không cần xét theo hình 7.6 vì rằng sai số trong tính toán hầu như không đáng kể.

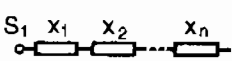
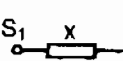
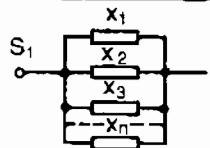
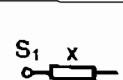
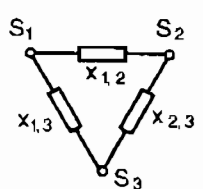
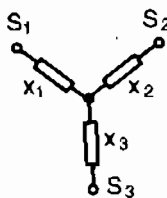
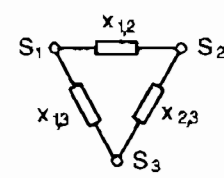
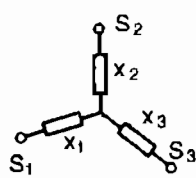
Khi sử dụng đường cong tính toán sai số về phía giảm dòng điện ngắn mạch không vượt quá 5%.

Các phương pháp biến đổi sơ đồ cơ bản bao gồm:

- Biến đổi nối tiếp.
- Biến đổi song song.
- Biến đổi tam giác sang sao.
- Biến đổi sao sang tam giác.

Sơ đồ và các biểu thức tính toán được trình bày trong bảng 7.4.

BẢNG 7.4. CÁC PHƯƠNG PHÁP BIẾN ĐỔI SƠ ĐỒ

Sơ đồ xuất phát	Sơ đồ biến đổi	Công thức tính
		$X = \sum_{i=1}^n X_i$
		$\frac{1}{X} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{X_i}$
		$X_1 = \frac{X_{1,2} X_{1,3}}{X_{1,2} + X_{1,3} + X_{2,3}}$ $X_2 = \frac{X_{1,2} X_{2,3}}{X_{1,2} + X_{1,3} + X_{2,3}}$ $X_3 = \frac{X_{1,3} X_{2,3}}{X_{1,2} + X_{1,3} + X_{2,3}}$
		$X_{1,2} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 X_2}{X_3}$ $X_{1,3} = X_1 + X_3 + \frac{X_1 X_3}{X_2}$ $X_{2,3} = X_2 + X_3 + \frac{X_2 X_3}{X_1}$

7.5.4. Phương pháp tính dòng điện ngắn mạch theo đường cong tính toán

Để xác định dòng điện ngắn mạch ba pha theo đường cong tính toán cần thành lập sơ đồ thay thế tính toán và thực hiện các phương pháp biến đổi để đưa sơ đồ về dạng đơn giản nhất (hình 7.4). Việc tính toán dòng điện ngắn mạch được tiến hành theo trình tự sau:

1. Thành lập sơ đồ nguyên lý của hệ thống cung cấp điện.
2. Từ sơ đồ nguyên lý xây dựng sơ đồ thay thế tính toán trên đó nêu đầy đủ các thông số định mức của tất cả các phần tử của hệ thống cung cấp điện.
3. Chọn các đại lượng cơ bản: Công suất cơ bản S_{cb} và điện áp cơ bản U_{cb} .

4. Xác định tổng trở của tất cả các phần tử của sơ đồ được quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản (trong tính ngắn mạch cao áp cho phép bỏ qua các điện trở, chỉ xét các điện kháng).

5. Theo sơ đồ chọn các điểm ngắn mạch cần tính toán.

6. Thực hiện các phương pháp biến đổi để đưa sơ đồ về dạng đơn giản nhất đối với điểm ngắn mạch cần tính.

7. Xác định điện kháng tổng trong hệ đơn vị tương đối cơ bản đối với điểm ngắn mạch cần tính.

8. Quy đổi điện kháng tổng trong hệ đơn vị tương đối sang điện kháng tính toán trong hệ đơn vị tương đối định mức đối với điểm ngắn mạch.

9. Theo đường cong tính toán: $I_{Nt} = f(X_{*u\Sigma})$ để xác định dòng điện ngắn mạch tương đối đối với các thời điểm khác nhau.

Để tính I_{Nt} tra đường cong ứng với $t = 0$ và I_{∞} ứng với $t = \infty$.

10. Tính các dòng điện ngắn mạch và công suất ngắn mạch trong hệ đơn vị có tên.

Để xây dựng đường cong tính toán người ta dùng mô hình vật lý gồm một máy phát mẫu và một trở kháng mẫu.

1. Máy phát mẫu trước thời điểm xảy ra ngắn mạch làm việc ở chế độ phụ tải định mức đối xứng với $\cos\varphi=0,8$;

2. Điện kháng siêu quá độ dọc trục và ngang trục như nhau ($X_d'' = X_q''$)

3. Ngắn mạch ba pha là đối xứng và nguồn cung cấp từ một phía.

Điện kháng tính toán của mạch ngắn mạch được xác định theo công thức:

$$X_{*u\Sigma} = X_{*cb\Sigma} \cdot \frac{S_{dmF\Sigma}}{S_{cb}} \quad (7.53)$$

Trong đó: $X_{*cb\Sigma}$ – điện kháng tổng của mạch tính từ nguồn cung cấp đến điểm ngắn mạch trong hệ đơn vị tương đối cơ bản.

$S_{dmF\Sigma}$ – Tổng công suất của nguồn cấp tới điểm ngắn mạch, 10^3 kVA;

S_{cb} – Công suất cơ bản, 10^3 kVA.

Nếu như công suất cơ bản được chọn bằng tổng công suất của nguồn cấp thì điện kháng tổng tính toán bằng điện kháng tổng trong hệ đơn vị cơ bản.

$$X_{*u\Sigma} = X_{*cb\Sigma} \quad (7.54)$$

Bội số dòng điện ngắn mạch (thành phần dòng ngắn mạch chu kỳ) hay dòng điện ngắn mạch tương đối I_{Nt} được xác định theo các đường cong tính toán nêu trên các hình 7.7 ÷ hình 7.9 phụ thuộc vào điện kháng tính toán tổng và thời gian tính từ thời điểm bắt đầu xảy ra ngắn mạch.

Vì đường cong tính toán được xây dựng trong hệ đơn vị tương đối định mức, nên khi tính toán trong hệ đơn vị tương đối cơ bản phải quy đổi điện kháng tổng $X_{*cb\Sigma}$ về hệ đơn vị tương đối định mức $X_{*u\Sigma}$ theo các công thức sau:

– Đối với các máy phát tua bin hơi (nhiệt điện), $X_{*tt\Sigma}$ được xác định theo công thức (7.53).

– Đối với các máy phát tuốc bin nước (thủy điện) $X_{*tt\Sigma}$ được xác định theo:

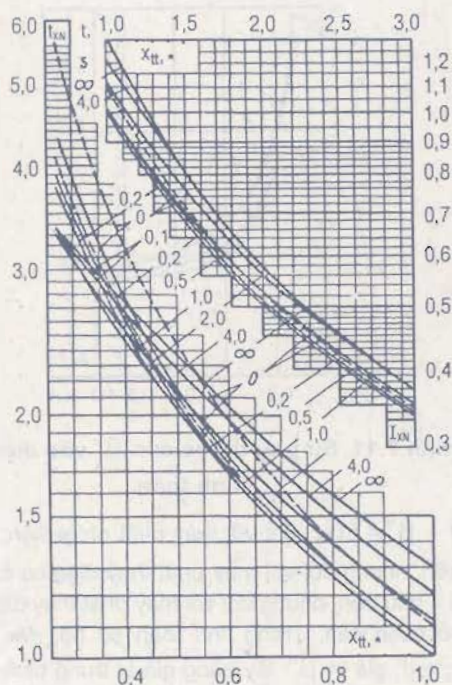
$$X_{*tt\Sigma} = X_{*cb\Sigma} \cdot \frac{S_{dmF\Sigma}}{S_{cb}} + 0,07 \quad (7.55)$$

Trong đó, thành phần 0,07 là xét tới thành phần ngang trục x'_q của các máy phát điện tuốc bin nước.

Sau khi có được $X_{*tt\Sigma}$ tra đường cong tính toán ta sẽ tìm được giá trị của dòng điện ngắn mạch tương đối tương ứng với các thời điểm khác nhau I_{*Nt} .

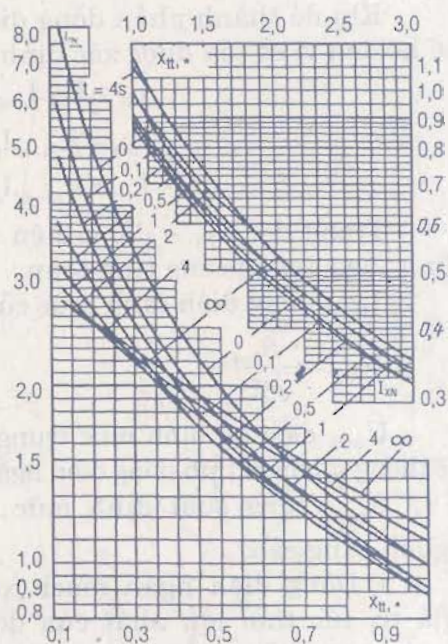
Khi $X_{*tt\Sigma} > 3$ để xác định thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch đối với tất cả các thời điểm được xác định theo:

$$I_{*N} = I_{*N0} = I_{*N\infty} = \frac{1}{X_{*tt\Sigma}} \quad (7.56)$$

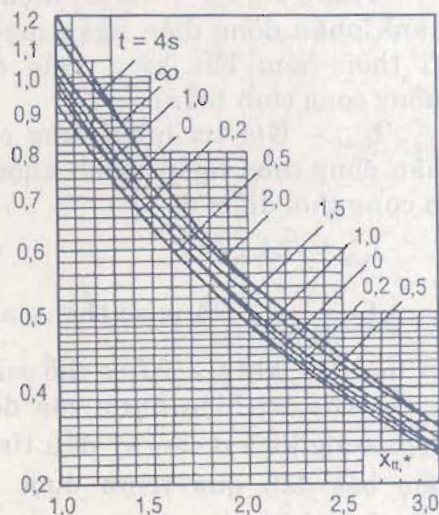


Hình 7.8. Đường cong tính toán đối với máy phát thủy điện có TDK

Đối với máy phát có cuộn cảm thì x_{tt} phải tăng thêm 0,07. Khi đó, nếu $t \leq 0,1s$ sử dụng đường nét đứt và $t > 0,1s$ sử dụng đường nét liền.



Hình 7.7. Đường cong tính toán đối với máy phát nhiệt điện có TDK.



Hình 7.9. Đường cong tính toán đối với nguồn cung cấp ở xa

Gồm các máy phát nhiệt điện và máy phát thủy điện có TDK.

Khi đó thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ đối với các thời điểm t quy đổi về hệ đơn vị có tên được xác định theo các biểu thức sau:

$$\left. \begin{aligned} I_{Nt} &= I_{*Nt} \cdot I_{dmF\Sigma} \\ I_{N(t)} &= I_{*N(t)} \cdot I_{dmF\Sigma} \\ I_{N\infty} &= I_{*Nt=\infty} \cdot I_{dmF\Sigma} \end{aligned} \right\} \quad (7.57)$$

Trong đó, I_{*Nt} – dòng điện ngắn mạch tương đối ứng với thời điểm t được xác định theo đường cong tính toán;

$I_{dmF\Sigma}$ – dòng điện định mức của tổng các máy phát điện cấp cho điểm ngắn mạch:

$$I_{dmF\Sigma} = \frac{S_{dmF\Sigma}}{\sqrt{3}U_{dmth}} \quad (7.58)$$

U_{dmth} – điện áp định mức trung bình của hệ thống tại điểm tính dòng điện ngắn mạch;

$S_{dmF\Sigma}$ – công suất định mức tổng của nguồn cung cấp.

+ Dòng điện ngắn mạch xung kích (giá trị tức thời lớn nhất của dòng ngắn mạch toàn phần – giá trị biên độ) được xác định theo biểu thức:

$$i_{xk} = k_{xk} \sqrt{2} I_{*N0} \quad (7.59)$$

+ Giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch toàn phần tại thời điểm bất kỳ t bằng:

$$I_t = \sqrt{I_{ckt}^2 + I_{kckt}^2} \quad (7.60)$$

Trong đó, I_{ckt} – Giá trị hiệu dụng của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ tại thời điểm bất kỳ t (xác định theo đường cong tính toán);

I_{kckt} – Giá trị hiệu dụng của thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ tại cùng thời điểm đó.

$$I_{kckt} = \sqrt{2} I_{*N0} e^{-1/T} \quad (7.61)$$

$$T = \frac{x}{314r} - \text{Hằng số thời gian tắt dần}$$

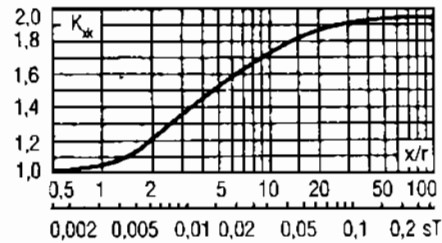
của mạch, s , khi $t \geq 2T$ có thể coi $I_t = I_{ckt}$.

+ Giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch xung kích ở chu kỳ đầu tính từ thời điểm bắt đầu quá trình được xác định theo công thức:

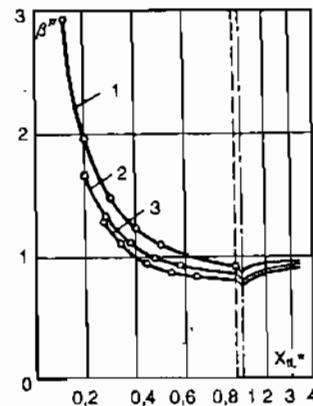
$$I_{xk} = I_{*N0} \sqrt{1 + 2(k_{xk} - 1)^2} = q I_{*N0} \quad (7.62)$$

Trong đó, k_{xk} hệ số xung kích được xác định theo hình 7.10.

Đối với các trường hợp cụ thể khác nhau giá trị hệ số xung kích k_{xk} và q có thể lấy theo bảng 7.5.



Hình 7.10. Sự phụ thuộc của hệ số xung kích vào hằng số thời gian T (hoặc tỷ số $\frac{x}{r}$).



Hình 7.11. Sự phụ thuộc của β'' vào điện kháng tính toán.

1 – $\beta'' = f(x_{tt})$ đối với máy phát nhiệt điện; 2 – như trên, nhưng đối với máy phát thủy điện có cuộn cản; 3 – như trên, nhưng đối với máy phát thủy điện không có cuộn cản. Trong tính toán sơ bộ, đặc biệt khi $x_{tt} > 1$, giá trị β'' lấy bằng giá trị trung bình của các đường cong 1, 2 và 3.

BẢNG 7.5. TRỊ SỐ CỦA HỆ SỐ k_{KK} VÀ q

Chỗ ngắn mạch	Hệ số	
	k_{KK}	q
Ở đầu ra máy phát thủy điện cực lõi:		
– Không có cuộn cản	1,95	1,65
– Có cuộn cản	1,93	1,65
Ở đầu ra máy phát nhiệt điện	1,91	1,63
Tất cả các trường hợp còn lại không tính điện trở tác dụng của mạch, ngắn mạch	1,80	1,52
Ngắn mạch ở xa có xét đến điện trở tác dụng		–

+ Công suất ngắn mạch siêu quá độ dùng để tính toán lựa chọn máy cắt điện và cầu chì cao áp theo khả năng cắt được xác định theo:

$$S_N'' = \sqrt{3} U_{\text{đmth}} \cdot I_{\text{NO}}''$$

Trong đó, $U_{\text{đmth}}$ – điện áp định mức trung bình của lưới điện đối với điểm ngắn mạch được tính toán.

7.5.5. Phương pháp tính toán dòng ngắn mạch đơn giản

Để tính toán dòng điện ngắn mạch theo phương pháp đơn giản, ngoài các giả thiết chính đã nêu ở phần trên ta cần bổ sung thêm một số giả thiết.

– Nguồn công suất của hệ thống S_H là vô cùng lớn, nghĩa là mọi biến đổi của dòng điện không ảnh hưởng tới điện áp của hệ thống $U_H = \text{const}$ và điện kháng của hệ thống $x_H = 0$. Chính vì vậy cho phép bỏ qua sơ đồ chấp nối với các nguồn của hệ thống.

– Ngắn mạch xảy ra nguồn, $r_{\Sigma} > \frac{1}{3} x_{\Sigma}$, nghĩa là điện trở so sánh được với điện kháng, hằng số thời gian tắt dần của mạch rất nhỏ, các dao động của mạch bị dập tắt rất nhanh và có thể coi như không có quá trình quá độ. Nên có thể coi dòng điện ngắn mạch bằng dòng ngắn mạch siêu quá độ và dòng ngắn mạch ở chế độ xác lập: $I_N = I_N'' = I_{\infty}$.

Trong một số trường hợp đơn giản nhiều lúc có thể tính nhanh chóng dòng điện ngắn mạch bằng giải tích.

+ Khi cần tính dòng điện ngắn mạch siêu quá độ có thể tính theo sức điện siêu quá độ E''_0 và điện kháng siêu quá độ x''_d của các nguồn phát (bảng 7.6).

**BẢNG 7.6. CÁC GIÁ TRỊ TRUNG BÌNH CỦA x''_d VÀ E''_0
(TRONG HỆ ĐƠN VỊ TƯƠNG ĐỐI ĐỊNH MỨC)**

Tên các phần tử	x''_d	E''_0
Máy phát tua bin hơi công suất tới 100MW	0,125	1,08
" công suất 100 – 500 MW	0,20	1,13
Máy phát tua bin nước có cuộn cản	0,20	1,13
" không có cuộn cản	0,27	1,18
Động cơ đồng bộ	0,20	1,10
Máy bù đồng bộ	0,20	1,20
Động cơ không đồng bộ	0,20	0,90
Phụ tải tổng hợp	0,35	0,85

Rồi tiến hành biến đổi sơ đồ thay thế tính toán về dạng đơn giản nhất gồm một nguồn sức điện động tổng hợp và một điện kháng tổng hợp x_{Σ}'' theo các phương pháp biến đổi thông thường. Dòng điện ngắn mạch siêu quá độ ban đầu được xác định theo:

$$I_N'' = \frac{E_o''}{x_{\Sigma}''} \quad (7.63)$$

Trong đó, E_o'' , x_{Σ}'' – sức điện động và điện kháng tổng hợp siêu quá độ được quy đổi về hệ đơn vị có tên.

Sức điện động siêu quá độ của các máy phát điện có thể tính gần đúng theo biểu thức:

$$E'' = \sqrt{(U \cdot \cos \varphi)^2 + (U \sin \varphi + I X_d'')^2} \quad (7.64)$$

Trong đó: U , $I \cos \varphi$, $\sin \varphi$ – các thông số trước khi ngắn mạch của các máy phát điện.

Ảnh hưởng của phụ tải chỉ được xét tới khi chúng nối trực tiếp đối với điểm ngắn mạch.

+ Trong trường hợp có động cơ không đồng bộ nối trực tiếp với điểm ngắn mạch có thể tính thành phần chu kỳ của dòng điện ngắn mạch do động cơ cung cấp trong chu kỳ đầu tiên theo công thức sau:

$$I_{ND}'' = \frac{E_D''}{X_{dD}''} I_{dmD} = \frac{0,9}{0,2} I_{dmD} = 4,5 I_{dmD} \quad (7.65)$$

Trong đó, E_D'' , X_{dD}'' , I_{dmD} – Sức điện động, điện kháng siêu quá độ và dòng điện định mức của động cơ.

Thành phần không chu kỳ của dòng ngắn mạch do động cơ cung cấp tắt rất nhanh nên không cần xét đến.

Dòng điện xung kích toàn phần tại chỗ ngắn mạch do hệ thống và động cơ cung cấp bằng:

$$i_{xk} = \sqrt{2} (k_{xk} I_{NH} + 4,5 I_{dmD}) = \sqrt{2} \cdot k_{xk} + 6,5 I_{dmD} \quad (7.66)$$

+ Khi hệ thống có công suất vô cùng lớn $S_{H1} = \infty$, thành phần chu kỳ của dòng điện ngắn mạch có thể tính đơn giản theo công thức sau:

$$I_N = \frac{U_{tb}}{\sqrt{3} X_{\Sigma}} \quad (7.67)$$

Trong đó: U_{tb} – điện áp định mức trung bình của lưới tại điểm ngắn mạch.

X_{Σ} – điện kháng tổng hợp kể từ nguồn tới điểm ngắn mạch.

Nếu các thông số của các phần tử được tính toán trong hệ đơn vị tương đối cơ bản theo S_{cb} và $U_{cb} = U_{tb}$ thì:

$$I_N = \frac{1}{X_{cb\Sigma}} \cdot I_{cb} = \frac{S_{cb}}{\sqrt{3} X_{cb\Sigma} \cdot U_{tb}} \quad (7.68)$$

Khi tính toán nếu $r \leq \frac{1}{3} x$ thì có thể bỏ qua r (sai số gặp phải $< 5\%$). Còn khi $r > \frac{1}{3} x$ nếu bỏ qua r sẽ gặp sai số lớn, nên trong tính toán phải thay $x_{cb\Sigma}$ bằng $Z_{cb\Sigma}$.

$$Z_{cb\Sigma} = \sqrt{r_{cb\Sigma}^2 + x_{cb\Sigma}^2}$$

Công suất ngắn mạch tính theo thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ.

$$S_N = \sqrt{3} U_{th} \cdot I_N = \frac{S_{ch}}{x_{ch\Sigma}} \quad (7.69)$$

+ Khi không biết điện kháng của hệ thống, nếu biết được dòng điện ngắn mạch siêu quá độ I''_N hay công suất ngắn mạch S''_N khi ngắn mạch ba pha do hệ thống cung cấp cho điểm ngắn mạch thì có thể xác định được điện kháng của hệ thống X_H đối với điểm ngắn mạch theo:

$$X_H = \frac{U_{th}}{\sqrt{3} I_N} = \frac{U_{th}^2}{S''_N} \quad (7.70)$$

Hoặc
$$X_H = \frac{I_{ch}}{I''_N} = \frac{S_{ch}}{S''_N} \quad (7.71)$$

Nếu không biết được dòng điện ngắn mạch I''_N và công suất ngắn mạch S''_N do hệ thống cung cấp, nhưng biết được dòng điện cắt hoặc công suất cắt định mức của các máy cắt hoặc cầu chì cao áp dùng để cắt ngắn mạch do hệ thống cung cấp thì ta coi dòng điện cắt và công suất cắt bằng dòng điện và công suất ngắn mạch do hệ thống cung cấp cho điểm ngắn mạch. Khi đó:

$$S''_N = S_{dmc\text{ cắt}}$$

Hoặc
$$I''_N = I_{dmc\text{ cắt}}$$

Và tính điện kháng của hệ thống đối với điểm ngắn mạch như trên.

7.5.6. Phương pháp tính dòng ngắn mạch không đối xứng

Việc nghiên cứu các quá trình quá độ khi ngắn mạch không đối xứng là rất phức tạp. Trong các máy điện đồng bộ khi làm việc ở chế độ không đối xứng sẽ xuất hiện dòng điện thứ tự thuận tần số công nghiệp, dòng điện thứ tự nghịch và dòng điện thứ tự không có cả các sóng hài bậc một lẫn bậc cao hơn.

Để tính ngắn mạch không đối xứng người ta sử dụng phương pháp phân tích thành các thành phần đối xứng theo thứ tự thuận, nghịch và không.

Khi dùng phương pháp các thành phần đối xứng để tính toán một chế độ xác lập không đối xứng nào đó hoặc quá trình quá độ không đối xứng ta thành lập sơ đồ thay thế đối với tất cả ba thành phần thứ tự.

Sơ đồ thứ tự thuận là sơ đồ thông thường được thành lập như khi tính ngắn mạch ba pha đối xứng. Việc tính toán được tiến hành theo cách biến đổi sơ đồ thay thế tính toán về dạng đơn giản nhất, các máy phát trong sơ đồ thay thế được thay bằng nguồn sức điện động và điện kháng của chúng, các phần tử khác được thay bằng các điện kháng.

Do đường đi tuần hoàn của các dòng điện thứ tự nghịch cũng giống như các dòng điện thứ tự thuận, sơ đồ cấu trúc của thứ tự nghịch cũng giống sơ đồ thứ tự thuận. Sự khác nhau giữa chúng thể hiện ở chỗ trong sơ đồ thứ tự nghịch sức điện động của tất cả các nhánh máy phát lấy bằng không.

Đối với các phần tử, mạch từ của chúng cố định, tổng trở thứ tự thuận và thứ tự nghịch như nhau, vì rằng sự chuyển đổi thứ tự pha của hệ thống dòng điện ba pha đối xứng hỗ cảm giữa các pha của các phần tử không thay đổi.

Vì vậy đối với các MBA, đường dây trên không, cáp và kháng điện $Z_1 = Z_2$.

Đối với các động cơ đồng bộ và không đồng bộ, các máy phát điện, các máy bù đồng bộ $Z_1 \neq Z_2$.

Trong tính toán thực dụng có thể coi các tổng trở thứ tự thuận và thứ tự nghịch là như nhau, nghĩa là, $Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$.

Đường đi tuần hoàn của dòng điện thứ tự không khác nhau rất nhiều so với đường đi của dòng điện thứ tự thuận và thứ tự nghịch. Dòng điện thứ tự không trùng pha nhau và chạy qua đất song song với mạch của nó.

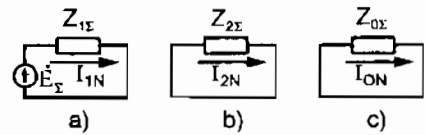
Sơ đồ thứ tự không phụ thuộc nhiều vào sơ đồ nối các cuộn dây của MBA. Việc thành lập sơ đồ thứ tự không được bắt đầu từ điểm xuất hiện không đối xứng và coi như tất cả các pha nối ngắn mạch với nhau tại điểm đó và được đặt điện áp thứ tự không. Khi đó điện áp thứ tự không được đặt đối với đất và không có dung dẫn.

Để có đường đi tuần hoàn của dòng điện thứ tự không ít nhất trong lưới phải có một điểm trung tính nối đất để có thể tạo thành mạch vòng liên hệ về điện đối với dòng điện thứ tự không.

Tổng trở nối đất của trung tính máy phát điện, máy biến áp, động cơ điện, phụ tải cần đưa vào sơ đồ thứ tự không.

Sơ đồ thứ tự không được thành lập đối với một pha qua tổng trở nối đất tổng dòng điện thứ tự không của tất cả các pha chạy qua.

Sơ đồ các thứ tự khác nhau có dạng nêu trên hình 7.12.



Hình 7.12. Sơ đồ thay thế.
a) Thứ tự thuận; b) Thứ tự nghịch;
c) Thứ tự không.

Trong đó: E_Σ – Sức điện động tổng đối với điểm ngắn mạch;

Z_1, Z_2, Z_3 – Tổng trở thứ tự thuận, nghịch, không đối với điểm ngắn mạch.

Việc nghiên cứu các dạng khác nhau của ngắn mạch không đối xứng đã chỉ ra rằng dòng điện thứ tự thuận của ngắn mạch không đối xứng bất kỳ có thể được xác định giống như xác định dòng điện ngắn mạch ba pha đối xứng ở một điểm nằm cách xa điểm ngắn mạch thực một tổng trở phụ $Z_\Delta^{(n)}$ mà không phụ thuộc vào thông số của sơ đồ thứ tự thuận. Còn đối với mỗi dạng ngắn mạch được xác định bằng tổng trở của các thứ tự nghịch và thứ tự không đối với điểm ngắn mạch được khảo sát của sơ đồ. Điều này được gọi là quy luật đẳng trị thứ tự thuận. Theo luật này, dòng điện ngắn mạch không đối xứng được xác định theo công thức sau:

$$\dot{I}_{NAI} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_\Delta^{(n)}} \quad (7.72)$$

Trong đó, $\dot{I}_{NAI}$ – dòng điện thứ tự thuận của pha A ở dạng ngắn mạch đã cho (khi khảo sát ngắn mạch không đối xứng ta hiểu pha ở trong điều kiện và trạng thái khác với hai pha khác là pha A);

$\dot{E}_{A\Sigma}$ – Sức điện động tổng đối với điểm ngắn mạch;

$Z_{1\Sigma}$ – Tổng trở tổng của sơ đồ thứ tự thuận đối với điểm ngắn mạch;

$Z_\Delta^{(n)}$ – Tổng trở phụ, giá trị của nó tùy thuộc vào dạng ngắn mạch n và được xác định theo bảng 7.7.

BẢNG 7.7. BẢNG XÁC ĐỊNH TỔNG TRỞ PHỤ VÀ HỆ SỐ m

Dạng ngắn mạch	(n)	$Z_{\Delta}^{(n)}$	$m^{(n)}$
– Ba pha.....	(3)	0	1
– Hai pha.....	(2)	$Z_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
– Một pha.....	(1)	$Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}$	3
– Hai pha chạm đất.....	(1,1)	$Z_{2\Sigma} \parallel Z_{0\Sigma}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

Mô đun dòng điện pha ở dạng ngắn mạch không đối xứng bất kỳ có thể biểu diễn ở dạng tổng quát:

$$I_N^{(n)} = m^{(n)} I_{N1}^{(n)} \quad (7.73)$$

Trong đó: $m^{(n)}$ – hệ số được xác định theo bảng 7.7.

Mỗi dạng ngắn mạch không đối xứng đều có các điều kiện giới hạn nhất định. Khi sử dụng các hệ thức đã biết từ phương pháp các thành phần đối xứng và các điều kiện giới hạn có thể nhận được các giá trị của các thành phần đối xứng của dòng điện và điện áp tại điểm ngắn mạch khi các dạng ngắn mạch khác nhau (bảng 7.8).

BẢNG 7.8. CÁC BIỂU THỨC XÁC ĐỊNH CÁC THÀNH PHẦN THỨ TỰ CỦA DÒNG ĐIỆN VÀ ĐIỆN ÁP KHI NGẮN MẠCH KHÔNG ĐỐI XỨNG

Các đại lượng xác định	Dạng ngắn mạch		
	Hai pha N ⁽²⁾	Một pha N ⁽¹⁾	Hai pha chạm đất N ^(1,1)
Dòng thứ tự thuận	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}$	$\frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} \parallel Z_{0\Sigma}}$
Dòng thứ tự nghịch	$-\dot{I}_{NA1}$	$-\dot{I}_{NA1}$	$-\frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \dot{I}_{NA1}$
Dòng thứ tự không	0	$-\dot{I}_{NA1}$	$-\frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \dot{I}_{NA1}$
Điện áp thứ tự thuận	$Z_{2\Sigma} \dot{I}_{NA1}$	$(Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}) \dot{I}_{NA1}$	$(Z_{2\Sigma} \parallel Z_{0\Sigma}) \dot{I}_{NA1}$
Điện áp thứ tự nghịch	$Z_{2\Sigma} \dot{I}_{NA1}$	$-Z_{2\Sigma} \dot{I}_{NA1}$	$\frac{Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \dot{I}_{NA1}$
Điện áp thứ tự không	0	$-Z_{0\Sigma} \dot{I}_{NA1}$	$\frac{Z_{0\Sigma} Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \dot{I}_{NA1}$

Khi xác định các thành phần đối xứng của dòng điện và điện áp ta coi như ngắn mạch trực tiếp không có tổng trở quá độ trung gian.

Để xác định dòng điện thứ tự thuận tại thời điểm bất kỳ của quá trình đối với các dạng ngắn mạch không đối xứng bất kỳ có thể sử dụng các đường cong tính toán với điện kháng tính toán tổng xác định theo công thức sau:

$$X_{u\Sigma}^{(n)} = (x_{l\Sigma} + x_{\Delta}^{(n)}) \frac{S_{dm\Sigma}}{S_{ch}} = \left(1 + \frac{x_{\Delta}^{(n)}}{x_{l\Sigma}} \right) x_{l\Sigma}^{(3)} \quad (7.74)$$

Ví dụ 7.1

Cho sơ đồ nêu trên hình 7.13a, yêu cầu xác định dòng điện ngắn mạch siêu quá độ khi xảy ra ngắn mạch ba pha và ngắn mạch một pha tại điểm N bằng phương pháp sử dụng đường cong tính toán.

Các thông số của sơ đồ:

Máy phát: H_1 ; $S_1 = 7000 \text{ MVA}$;

$x_{*1} = x_{*2} = x_{*0}$;

Máy phát H_2 ; $S_2 = \infty$; $x = 0$

Máy phát F: $P = 50 \text{ MW}$;

$\cos\varphi = 0,9$;

$x''_d = 12\%$, $x_2 = 14\%$

Máy biến áp B-1:

$S = 60 \text{ MVA}$;

$U_N = 10\%$;

Máy biến áp B-2:

$S = 100 \text{ MVA}$;

$U_N = 10,5\%$;

Máy biến áp tự ngẫu TN:

$S = 240 \text{ MVA}$

$U_{NC-T} = 10,5\%$;

$U_{NC-H} = 32\%$;

$U_{NT-H} = 22\%$;

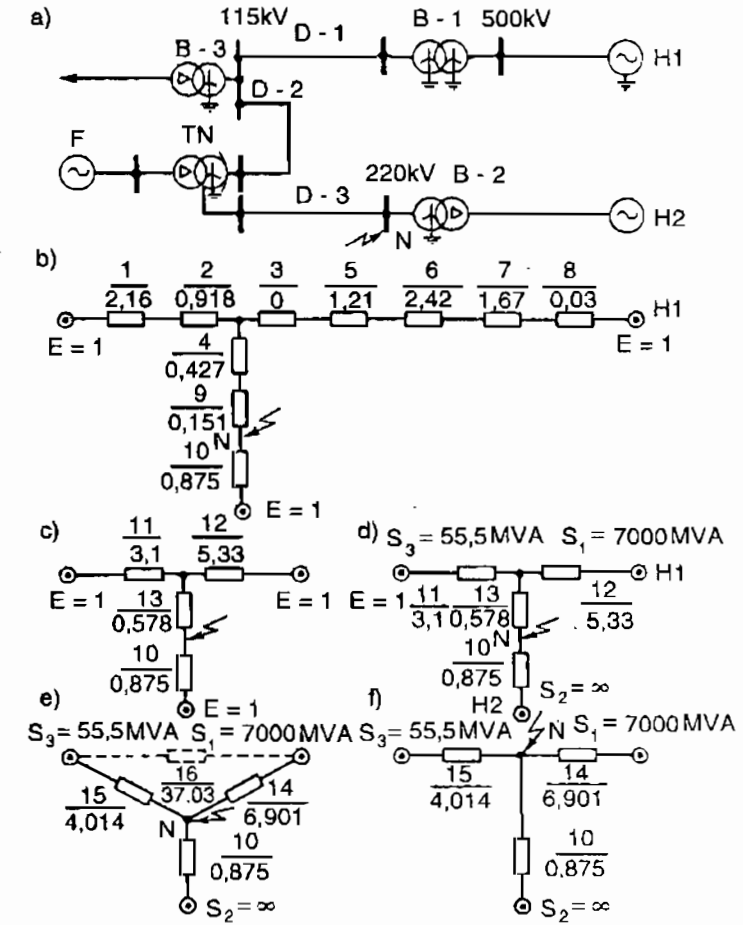
Máy biến áp B-3: $S = 10 \text{ MVA}$;

$U_N = 11\%$

Đường dây D-1 $\ell = 80 \text{ km}$

Đường dây D-2 $\ell = 40 \text{ km}$

Đường dây D-3 $\ell = 20 \text{ km}$



Hình 7.13. Sơ đồ lưới điện theo ví dụ 7.1.
a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế thứ tự thuận.

Giải:

1. Chọn các lượng cơ bản:

$$S_{cb} = 1000 \text{ MVA}, U_{cb} = U_{tb} = 230 \text{ kV}$$

$$I_{cb} = \frac{S_{cb}}{\sqrt{3} U_{cb}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ kA}$$

2. Thành lập sơ đồ thay thế (hình 7.13b), xác định và quy đổi tổng trở về hệ đơn vị tương đối cơ bản.

$$x_1 = x_{*cbF} = \frac{x''_d}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dmF}} = \frac{12 \cdot 1000 \cdot 0,9}{100 \cdot 50} = 2,16;$$

$$x_2 = x_{\bullet TNH} = \frac{U_{NH} \%}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = \frac{22}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,918 \text{ trong đó:}$$

$$U_{NH} \% = \frac{1}{2} (U_{NC-H} + U_{NT-H} - U_{NC-T}) = \frac{1}{2} (32 + 22 - 10,5) = 21,75 \approx 22\%$$

$$x_3 = x_{\bullet cbTNT} = \frac{U \%}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = 0, \text{ vì rằng:}$$

$$U_{NT} \% = \frac{1}{2} (U_{NC-T} + U_{NT-H} - U_{NC-H}) = \frac{1}{2} (10,5 + 22 - 32) = -0,25\% \approx 0$$

$$x_4 = x_{\bullet cbTN-C} = \frac{U_{NC} \%}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = \frac{10,25}{100} \cdot \frac{1000}{240} = 0,427, \text{ trong đó:}$$

$$U_{NC} \% = \frac{1}{2} (U_{NC-H} + U_{NC-T} - U_{NT-H}) = \frac{1}{2} (32 + 10,5 - 22) = 10,25\%$$

$$x_5 = x_{\bullet chD2} = x_0 l_2 \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} = 0,4.40 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,21$$

$$x_6 = x_{\bullet chD1} = x_0 l_1 \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} = 0,4.80 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,42$$

$$x_7 = x_{\bullet chB-1} = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{60} = 1,67$$

$$x_8 = x_{\bullet chH-1} = x_{\bullet H1} \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = 0,2 \frac{1000}{7000} \approx 0,03$$

$$x_9 = x_{\bullet chD-3} = x_0 l_3 \frac{S_{cb}}{U_{cb}^2} = 0,4.20 \frac{1000}{230^2} = 0,151$$

$$x_{10} = x_{\bullet chB-2} = \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{S_{cb}}{S_{dm}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{120} = 0,875$$

$$x_{H2} = 0$$

$$x_{11} = x_1 + x_2 = 2,16 + 0,918 = 3,078 \approx 3,1$$

$$x_{12} = x_5 + x_6 + x_7 + x_8 = 1,21 + 2,42 + 1,67 + 0,03 = 5,33$$

$$x_{13} = x_4 + x_9 = 0,427 + 0,151 = 0,578$$

Sau đó biến đổi sơ đồ thay thế về dạng nêu trên hình 7.13c.

Nếu như bài toán đòi hỏi xác định thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ rất gần đúng tại thời điểm xuất hiện ngắn mạch thì việc tính toán được tiến hành các bước biến đổi. Sơ đồ tiếp theo (bước biến đổi này không nêu trên hình 7.13).

$$x_{14} = \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{11} + x_{12}} = \frac{3,1 \cdot 5,33}{3,1 + 5,33} = 1,96; x_{15} = x_{14} + x_{13} = 1,96 + 0,578 = 2,538;$$

$$x_{16} = x_{\Sigma} = \frac{x_{15} \cdot x_{10}}{x_{15} + x_{10}} = \frac{2,583 \cdot 0,875}{2,583 + 0,875} = 0,65$$

Khi đó tính I_{No}'' theo hệ đơn vị tương đối cơ bản:

$$I_{No}'' = \frac{I_{cb}}{x_{\Sigma}} = \frac{2,51}{0,65} = 3,86 \text{ kA}$$

Các đường cong tính toán được xây dựng đối với các máy phát tua bin hơi và tua bin nước mẫu. Vì vậy khi sử dụng các đường cong tính toán cần phải kiểm tra bằng cách sử dụng công thức (7.51).

Đối với các nguồn S_1 và S_2 , điều kiện này được kiểm tra theo:

$$\frac{S_1 x_{14}}{S_2 x_{15}} = \frac{7000 \cdot 6,90}{55 \cdot 5,4,01} = 217$$

Trong đó, x_{15} , x_{14} – điện kháng của các cạnh tam giác nhận được sau khi biến đổi hình sao x_{11} , x_{12} , x_{13} thành hình tam giác x_{14} , x_{15} , x_{16} (hình 7.13d, e).

$$x_{14} = x_{12} + x_{13} + \frac{x_{12} \cdot x_{13}}{x_{11}} = 5,33 + 0,578 + \frac{5,33 \cdot 0,578}{3,1} = 6,9$$

$$x_{15} = x_{11} + x_{13} + \frac{x_{11} \cdot x_{13}}{x_{12}} = 3,1 + 0,578 + \frac{3,1 \cdot 0,578}{5,33} = 4,01$$

$$x_{16} = x_{11} + x_{12} + \frac{x_{11} \cdot x_{12}}{x_{13}} = 3,1 + 5,33 + \frac{3,1 \cdot 5,33}{0,578} = 37,03$$

Nhánh có x_{16} đặc trưng cho luồng chuyển dịch công suất giữa các nguồn S_1 và S_2 . Do khi ngắn mạch tất cả công suất đều dồn về điểm ngắn mạch, luồng chuyển dịch công suất giữa các nguồn có thể bỏ qua và coi như $x_{16} = \infty$. Khi đó sơ đồ thay thế có dạng được biểu diễn trên hình 7.13e.

Điều kiện hợp nhất các nguồn không thực hiện được.

Do đó, đường cong tính toán ta tìm dòng đi tới điểm ngắn mạch từ mỗi nguồn riêng rẽ.

$$x_{*tt14} = x_{14} \cdot \frac{S_1}{S_{cb}} = 6,9 \cdot \frac{7000}{1000} = 48,3$$

Vì rằng $x_{*tt14} > 3$ nên:

$$I_{NoS_1}'' = \frac{I_{cb}}{x_{14}} = \frac{2,51}{6,9} = 0,364 \text{ kA}$$

$$S_2 = \infty, \text{ nên } I_{NoS_2}'' = I_{xS_2} = \frac{I_{cb}}{x_{10}} = \frac{2,51}{0,875} = 2,87 \text{ kA}$$

$$x_{*tt13} = x_{13} \cdot \frac{S_3}{S_{cb}} = 40,1 \cdot \frac{55,5}{1000} = 0,222$$

Tra đường cong tính toán hình 7.7 ta tìm được $I_{*Nt=0} = 4,6$

Khi đó:

$$I_{dmS_1} = \frac{S_1}{\sqrt{3} U_{cttb}} = \frac{55,5}{\sqrt{3} 230} = 0,139 \text{ kA}$$

$$I_{N0S_1} = I_{dmS_1} \quad I_{N1=0} = 0,139.4,6 = 0,64 \text{ kA}$$

Thành phần chu kỳ của dòng ngắn mạch tại thời điểm ban đầu được xác định theo:

$$I_{N0} = I_{N0S_1} + I_{N0S_2} + I_{N0S_3} = 0,364 + 2,87 + 0,64 = 3,874 \text{ kA}$$

So sánh kết quả tính toán theo 2 phương pháp ta thấy 2 kết quả gần như nhau.

– Xét ngắn mạch một pha tại điểm N.

Sơ đồ thay thế đối với thành phần dòng điện thứ tự thuận có dạng giống như sơ đồ thay thế khi ngắn mạch ba pha đối xứng. Điện kháng của các phần tử lưới điện đối với các dòng điện thứ tự thuận và thứ tự nghịch là như nhau trừ máy phát điện ($x_d'' = 12\%$, $x_2 = 14\%$).

Khi tính gần đúng:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_{\Sigma} = 0,65$$

Dòng điện thứ tự không sẽ đi qua trung tính nối đất của MBA B – 3. Xác định điện kháng thứ tự không của B – 3:

$$\begin{aligned} x_{11} = x_{\text{chB-3}} &= \frac{U_N \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{ch}}}{S_{\text{dm}}} \\ &= \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 11 \end{aligned}$$

Để xác định điện kháng thứ tự không tổng ta thành lập sơ đồ thay thế thứ tự không (hình 7.14). Sau khi biến đổi các điện kháng nối tiếp ta nhận được sơ đồ nêu trên hình 7.14b. Trong đó:

$$x_{12} = x_6 + x_7 + x_8 = 7,26 + 1,67 + 0,03 = 8,96$$

$$x_{13} = x_4 + x_9 = 0,427 + 0,453 = 0,88$$

Tiếp tục biến đổi sơ đồ về các sơ đồ nêu trên hình 7.14c, d, e, f. Khi đó:

$$x_{14} = \frac{x_{11}x_{12}}{x_{11} + x_{12}} = \frac{8,96.11}{8,96 + 11} = 4,94; \quad x_{15} = x_{14} + x_5 = 4,94 + 3,63 = 8,57$$

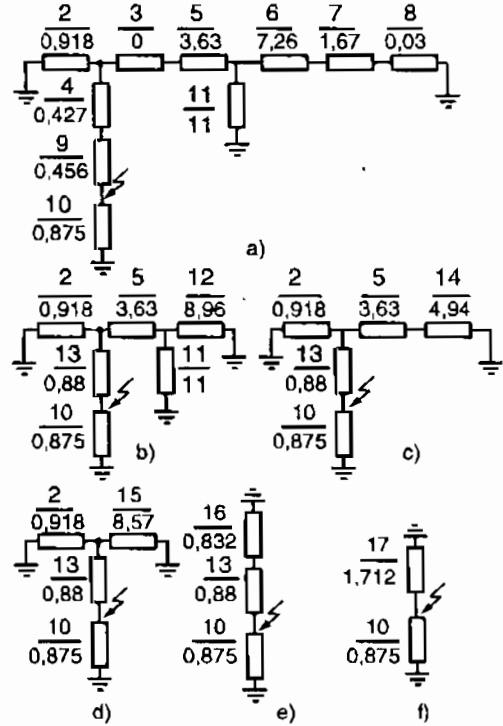
$$x_{16} = \frac{x_2x_{15}}{x_2 + x_{15}} = \frac{0,918.8,57}{0,918 + 8,57} = 0,832$$

$$x_{17} = x_{13} + x_{16} = 0,88 + 0,832 = 1,712$$

Điện kháng tổng đối với dòng điện thứ tự không:

$$x_{0\Sigma} = \frac{x_{10}.x_{17}}{x_{10} + x_{17}} = \frac{0,875.1,712}{0,875 + 1,712} = 0,58$$

Khi giải bài toán gần đúng dòng điện thứ tự thuận có thể được xác định theo hệ đơn vị tương đối cơ bản rồi chuyển sang hệ đơn vị có tên:



Hình 7.14. Sơ đồ thay thế thứ tự không đối với sơ đồ lưới điện hình 7.13

$$I_{NA_1}^{(1)} = \frac{E_{A\Sigma} \cdot I_{cb}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \frac{1,2,51}{0,65 + 0,65 + 0,58} = \frac{2,51}{1,88} = 1,33 \text{ kA}$$

Dòng điện toàn phần tại điểm ngắn mạch một pha $N^{(1)}$ (đối với pha A) sẽ bằng:

$$I_{NA}^{(1)} = m I_{NA_1}^{(1)} = 3 \cdot 1,33 = 3,99 \text{ kA}$$

Để giải bài toán chính xác hơn có thể sử dụng đường cong tính toán. Việc hợp nhất nguồn công suất vô hạn S_2 với nguồn công suất hữu hạn không cho phép đo đường cong tính toán được xây dựng đối với nguồn công suất hữu hạn.

Trong trường hợp này, bài toán được giải có xét tới sự thay đổi riêng rẽ của các dòng điện.

Điện kháng tính toán của mỗi nhánh nguồn được xác định theo:

$$X_{*tt}^{(1)} = \frac{X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(1)}}{C} \cdot \frac{S_{dm}}{S_{cb}}$$

Trong đó, C – hệ số phân bố đối với nhánh được xác định trong sơ đồ thứ tự thuận đặc trưng cho tỷ lệ dòng điện gửi đến điểm ngắn mạch của mỗi nguồn trong sơ đồ thứ tự thuận (hình 7.13e).

Đối với nguồn cung cấp S_1 ($S_1 = 7000 \text{ MVA}$) hệ số phân bố bằng:

$$C_1 = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{C_1}} = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{14}} = \frac{0,65}{6,90} = 0,0942$$

$$X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0,65 + 0,58 = 1,23$$

$$X_{*us_1}^{(1)} = \frac{0,65 + 1,23}{0,0942} \cdot \frac{7000}{1000} = \frac{1,88}{0,0942} \cdot 7 = 140$$

Vì rằng $X_{*us_1}^{(1)} > 3$ nên:

$$I_{NA_1 S_1}'' = \frac{I_{dm S_1}}{X_{*us_1}^{(1)}} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 140} = 0,125 \text{ kA}$$

Đối với nguồn S_2 (nguồn công suất vô hạn):

$$C_2 = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{C_2}} = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{10}} = \frac{0,65}{0,875} = 0,743$$

Điện kháng tính toán của nhánh có nguồn công suất vô hạn:

$$X_{*us_2} = \frac{(X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(1)})}{C_2} = \frac{0,65 + 1,23}{0,743} = \frac{1,88}{0,743} = 2,54$$

$$I_{NA_1 S_2}'' = \frac{I_{cb}}{X_{*us_2}} = \frac{2,51}{2,54} = 0,987 \text{ kA}$$

Đối với nguồn S_2 ($S_2 = 55,5 \text{ MVA}$)

$$C_3 = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{C_3}} = \frac{X_{1\Sigma}}{x_{15}} = \frac{0,65}{4,014} = 0,162$$

Kiểm tra lại: $C_1 + C_2 + C_3 = 0,0942 + 0,743 + 0,162 = 0,992 \approx 1$

Khi đó: $X_{nS_1} = \frac{1,88}{0,162} \cdot \frac{55,5}{1000} = 0,645$

Theo đường cong tính toán (hình 7.7) ta tìm được:

$$I_{Nt=0} = 1,53$$

$$I_{NA_1S_1}'' = 1,53 \cdot \frac{55,5}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,213 \text{ kA}$$

Khi đó: $I_{NA_1}^{(1)} = I_{NA_1S_1}^{(1)} + I_{NA_1S_2}^{(1)} + I_{NA_1S_3}^{(1)} = 0,125 + 0,987 + 0,213 = 1,325 \text{ kA}$

Dòng điện toàn phần tại điểm ngắn mạch một pha đối với pha hư hỏng bằng:

$$I_{NA}^{(1)} = 3 \cdot 1,325 = 3,975 \text{ kA}$$

7.5.7. Tính toán dòng điện ngắn mạch hạ áp

7.5.7.1. Các giả thiết và khái niệm chung

Trong hệ thống cung cấp điện cho các xí nghiệp công nghiệp lưới điện hạ áp ($U < 1000\text{V}$) có độ dài lớn và bao gồm phần lớn các thiết bị điện hạ áp như các máy biến dòng điện, khởi động từ, áp tô mát...

– Điện trở của đường dây; điện trở, điện kháng của các máy biến dòng, áp tô mát, khởi động từ... đều có ảnh hưởng đáng kể tới dòng điện ngắn mạch. Vì vậy, khi tính toán ngắn mạch trong lưới điện hạ áp ngoài điện kháng của các phần tử còn phải xét tới cả điện trở tác dụng của chúng.

– Điện trở của các phần tử trong mạch có ảnh hưởng rất lớn tới thành phần không chu kỳ của dòng ngắn mạch, thành phần này tắt dần rất nhanh, nên có thể coi dòng điện ngắn mạch tiến rất nhanh tới trạng thái xác lập $I_N = I_N'' = I_N'$.

– Đối với xí nghiệp, công suất của hệ thống điện là vô cùng lớn $S_H = \infty$. Nên khi xảy ra ngắn mạch trong lưới điện xí nghiệp không ảnh hưởng tới điện áp của hệ thống $U_H = \text{const}$.

– Do công suất của hệ thống vô cùng lớn $S_H = \infty$ nên coi điện kháng của hệ thống không đáng kể $X_H = 0$. Vì vậy có thể bỏ qua sơ đồ chấp nối với hệ thống.

7.5.7.2. Sơ đồ tính toán và xác định tổng trở của mạch

a) Sơ đồ tính toán

Phần lớn mối liên hệ về điện của các xí nghiệp công nghiệp với hệ thống đều thông qua các trạm biến áp giảm áp trung gian của khu vực, các đường dây truyền tải điện từ trạm biến áp trung gian của khu vực đến các trạm biến áp giảm áp trung gian hoặc trạm phân phối trung gian của xí nghiệp, các đường dây phân phối từ trạm biến áp trung gian hoặc trạm phân phối trung gian (chính) của xí nghiệp tới các trạm biến áp phân xưởng và các MBA phân xưởng. Sơ đồ tính toán ngắn mạch hạ áp tổng quát nêu trên hình 7.15.

Việc tính toán dòng điện ngắn mạch trong lưới điện hạ áp được bắt đầu từ việc xác định công suất của hệ thống. Việc xác định công suất của hệ thống và điện kháng của nó dựa theo các số liệu đã cho của các máy phát điện, các máy biến áp, đường dây và sơ đồ nối điện của hệ thống (xem ví dụ 7.1 và hình 7.13).

Nhiệm vụ này được giải quyết rất đơn giản nếu biết được các giá trị của I''_{N0} và I_x , những số liệu này thường được hệ thống cung cấp theo I''_{N0} và I_x , tìm giá trị β'' .

$$\beta'' = \frac{I''_{N0}}{I_x}$$

Theo đường cong $\beta'' = f(X_{uH})$ trên hình 7.11 tìm giá trị X_{uH} của hệ thống.

Công suất cung cấp của hệ thống được xác định theo công thức:

$$S_{LH} = \sqrt{3} \cdot I''_{N0} \cdot X_{uH} \cdot U_{dmth}$$

Trong đó: U_{dmth} – điện áp định mức trung bình tại điểm ngắn mạch, kV;

I''_{N0} – Giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch siêu quá độ của hệ thống.

X_{uH} – Điện kháng tính toán của hệ thống tới điểm ngắn mạch trong hệ đơn vị tương đối định mức.

Công suất của hệ thống cung cấp cũng có thể được xác định theo các số liệu kỹ thuật đã biết của các máy cắt điện đặt trên đầu đường dây cung cấp cho điểm tính toán ngắn mạch. Trong trường hợp này coi công suất ngắn mạch của hệ thống ở đầu đường dây bằng công suất cắt của máy cắt $S''_{NH} = S_{cắtMC}$ và dòng điện ngắn mạch của hệ thống ở đầu đường dây cung cấp được xác định theo công thức:

$$I''_{N0} = \frac{S_{cắtMC}}{\sqrt{3} U_{dmth}}$$

Công suất của hệ thống nhận được trong trường hợp này lớn hơn so với công suất ngắn mạch thực do các máy cắt điện được chọn có dự trữ thêm về khả năng cắt.

Khi tính toán ngắn mạch hạ áp tính trong hệ đơn vị có tên thuận lợi hơn.

b) Xác định tổng trở của các phần tử của hệ thống cung cấp điện

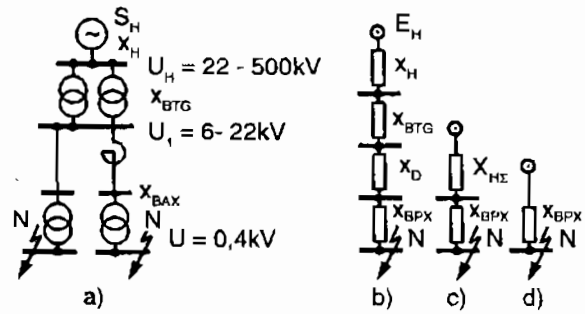
– Dây dẫn và cáp:

+ Điện kháng: $x = x_0 \cdot l \quad m\Omega$

Trong đó: x_0 suất điện kháng trên 1km đường dây, $x_0 = 400 \text{ m}\Omega/\text{km}$ đối với đường dây trên không, $x_0 = 80 \text{ m}\Omega/\text{km}$ đối với đường dây cáp;

l – chiều dài đường dây, km.

+ Điện trở: $r = \frac{l}{\gamma F} \cdot 10^3, \text{ m}\Omega$



Hình 7.15. Sơ đồ mẫu để tính toán ngắn mạch hạ áp

Trong đó: l – chiều dài đường dây, km.
 F – tiết diện dây dẫn, mm²;
 γ – điện dẫn suất, km/Ωmm².

– Máy biến áp:

+ Điện trở tương đối của MBA:

$$r_{*B} = \frac{\Delta P_N}{S_{dmH}}$$

+ Điện kháng tương đối của MBA:

$$X_{*B} = \sqrt{\left(\frac{U_N\%}{100}\right)^2 - r_{*B}^2}$$

– Điện trở, điện kháng của các máy biến dòng tra theo sổ tay kỹ thuật.

– Điện trở của thanh dẫn, thanh góp tính như dây dẫn.

– Điện kháng của thanh dẫn, thanh góp tính theo:

$$x_{0i} = 0,1445 \lg \frac{4a_{tb}}{h}, \text{ m}\Omega/\text{m} \quad (7.75)$$

$$a_{tb} = \sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31}}$$

Trong đó: a_{tb} – khoảng cách trung bình hình học giữa các pha, mm;
 h – chiều cao của thanh, mm.

– Điện trở, điện trở tiếp xúc, điện kháng của áp tô mát, công tắc tơ, khởi động từ, cầu dao xác định theo số liệu của nhà máy hoặc qua thí nghiệm.

7.5.7.3. Tính dòng ngắn mạch

Khi trở kháng của các phần tử cho trong hệ đơn vị tương đối, cần chuyển chúng sang hệ đơn vị có tên theo công thức:

$$X = X_{*} \cdot \frac{U_{dm}^2}{S_{dm}} \cdot 10^6, \text{ m}\Omega \quad (7.76)$$

Trong đó: X_{*} – điện kháng tương đối của phần tử;
 U_{dm} – điện áp định mức của phần tử, kV;
 S_{dm} – công suất định mức của phần tử, kVA.

Để xác định dòng điện ngắn mạch, điện kháng của hệ thống được xác định theo:

$$X_H = \frac{U_{dmH}^2}{S_N''}, \Omega$$

$$\text{Hoặc} \quad X_H = \frac{U_{dmH}^2}{S_{cắt MC}}, \Omega \quad (7.77)$$

Trong đó: U_{dmH} – điện áp định mức của hệ thống, kV.

S_N'' , $S_{cắt MC}$ – công suất ngắn mạch của hệ thống và công suất cắt của máy cắt điện, MVA.

Tổng trở của các phần tử ở phía cao áp cần quy đổi về phía hạ áp (0,4kV) theo công thức:

$$Z' = \frac{Z}{k^2}, \Omega \quad (7.78)$$

Trong đó: Z – tổng trở ở phía cao áp, Ω .
 Z' – tổng trở ở phía cao áp quy đổi về phía hạ áp (0,4 kV), Ω .
 k – tỷ số biến đổi của máy biến áp.

Sau khi đã xác định được điện trở, điện kháng của các phần tử, theo sơ đồ nguyên lý, thành lập sơ đồ thay thế tính toán và biến đổi sơ đồ về dạng đơn giản nhất gồm 1 nguồn sức điện động tổng và 1 trở kháng tổng.

Việc tính toán ngắn mạch hạ áp được tiến hành trong hệ đơn vị có tên.

– Dòng điện ngắn mạch ba pha được xác định theo công thức:

$$I_N = \frac{U_{dm}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}} \quad \text{kA} \quad (7.79)$$

Trong đó: U_{dm} – điện áp định mức phía hạ áp, $U_{dm} = 0,4\text{kV}$.
 r_Σ – điện trở tổng của mạch đối với điểm ngắn mạch, Ω .
 x_Σ – điện kháng tổng của mạch đối với điểm ngắn mạch, Ω .

– Dòng điện ngắn mạch xung kích:

$$i_{xk} = k_{xk} \cdot \sqrt{2} I_N \quad (7.80)$$

và
$$I_{xk} = I_N \sqrt{1 + 2(k_{xk} - 1)^2} \quad (7.81)$$

Trong đó: k_{xk} – hệ số xung kích.

Trong lưới điện hạ áp hồ sơ xung kích được lấy theo: $k_{xk} = 1 \div 1,5$;

$k_{xk} = 1$ khi ngắn mạch xảy ra rất xa nguồn.

– Dòng điện ngắn mạch một pha được xác định theo:

$$I_N^{(1)} = \frac{U_{dm}}{\sqrt{3} \sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \text{kA} \quad (7.82)$$

Trong đó: U_{dm} – điện áp dây định mức của lưới điện hạ áp, kV.

$r_{1\Sigma}, x_{1\Sigma}$ – điện trở, điện kháng thứ tự thuận của mạch ngắn mạch, Ω .

$r_{0\Sigma}, x_{0\Sigma}$ – điện trở, điện kháng thứ tự không của mạch, Ω .

Điện trở, điện kháng thứ tự thuận bằng thứ tự nghịch:

$$r_{1\Sigma} = r_{2\Sigma}, \quad x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$$

Xét ảnh hưởng của động cơ tới dòng ngắn mạch

Giá trị hiệu dụng của thành phần dòng điện ngắn mạch ba pha chu kỳ ở chu kỳ đầu do động cơ điện không đồng bộ cung cấp tới được xét đến khi động cơ nối trực tiếp với điểm ngắn mạch. Giá trị dòng điện này được xác định theo công thức:

$$I_{ND}'' = \frac{0,9}{X_{*d(0)}} \cdot I_{dm(0)} \quad (7.83)$$

Trong đó: $0,9$ – sức điện động tương đối tính toán của động cơ không đồng bộ ($E''_{dD} = 0,9$).

X''_{dD} – điện kháng siêu quá độ dọc trục tương đối của động cơ không đồng bộ;

I_{dmD} – dòng điện định mức của động cơ.

Dòng điện ngắn mạch xung kích toàn phần có xét tới ảnh hưởng của động cơ được xác định theo:

$$i_{xk} = \sqrt{2} k_{xk} I''_{NH} + \sqrt{2} I''_{ND} \quad (7.84)$$

Trong đó: I''_{NH} – dòng điện ngắn mạch siêu quá độ từ phía hệ thống gửi tới điểm ngắn mạch.

I''_{ND} – dòng điện ngắn mạch siêu quá độ từ phía động cơ gửi tới điểm ngắn mạch. Với $X''_{dD} = 0,2$ ta có:

$$I''_{ND} = \frac{0,9}{0,2} I_{dmD} = 4,5 I_{dmD} \quad (7.85)$$

Công thức (7.84) được viết thành:

$$i_{xk} = 1,41 k_{xk} I''_N + 1,41 \cdot 4,5 I_{dmD} = 1,41 k_{xk} I''_N + 6,5 I_{dmD} \quad (7.86)$$

Khi kiểm tra ổn định lực điện động đối với các máy biến dòng (BI) đặt ở hai pha, dòng điện ngắn mạch được xác định theo công thức:

$$I_N = \frac{U_{dm}}{\sqrt{(2r_{\Sigma} + r_{BI})^2 + (2X_{\Sigma} + X_{BI})^2}} \quad (7.87)$$

Trong đó: U_{dm} – điện áp định mức của lưới tại điểm tính ngắn mạch;

r_{Σ}, X_{Σ} – điện trở, điện kháng tổng của sơ đồ thay thế tính toán đối với điểm ngắn mạch.

r_{BI}, X_{BI} – điện trở và điện kháng của máy biến dòng.

Ví dụ 7.2

Cho sơ đồ lưới điện hạ áp trình bày trên hình 7.16. Yêu cầu xác định dòng điện ngắn mạch tại các điểm N, N_2 và N_3 .

Số liệu cho:

+ Máy cắt điện MC có $S_{dm\text{ cắt}} = 350.000\text{kVA}$

+ Máy biến áp B:

$$S_{dmB} = 1000\text{kVA}; K_B = 25; U_N\% = 5,5\%; \Delta P_N = 15\text{kW}.$$

+ Các động cơ không đồng bộ Đ:

$$P_{dmD} = 200\text{kW}, \eta_D = 94\%, U_{dmD} = 380\text{V}$$

$$\cos\varphi = 0,91. \text{ Các động cơ làm việc đồng thời.}$$

+ Cáp nối với tủ chiếu sáng PVC (3x25)

$$l = 200\text{m}$$

Áp tô mát A3134 $I_{dmA} = 600A$

+ Các máy biến dòng điện BI loại TKM 600/5 A (đặt ở 2 pha)

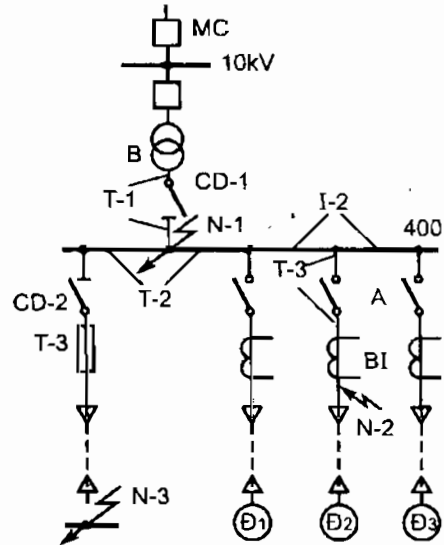
+ Cầu dao: CD-1 – 600A, CD-2 – 400A

+ Thanh dẫn: T-1 bằng đồng MT (60x6); $\ell = 8m$ khoảng cách giữa các pha $a = 240mm$;

+ Các đoạn thanh góp: T-2 bằng đồng MT (60x6); $\ell = 1m$, $a = 240mm$;

+ Các đoạn thanh dẫn: T-3 bằng đồng MT (40x4); $\ell = 2,5m$; $a = 240mm$;

Tất cả các thanh đặt trên cùng một mặt phẳng.



Hình 7.16. Sơ đồ lưới điện dùng cho ví dụ 7.2

Giải:

1. Ngắn mạch tại điểm N - 1.

– Điện kháng của hệ thống được xác định gần đúng quy về điện áp tại điểm ngắn mạch:

$$x_H = \frac{U_{dm}^2}{S_{dm\text{cắt}}} = \frac{400^2}{350000} = 0,457 \text{ m}\Omega$$

– Điện trở tác dụng của MBA (hệ đơn vị tương đối):

$$r_B = \frac{\Delta P_N}{S_{dmB}} = \frac{15}{1000} = 0,015$$

– Điện kháng của MBA (hệ đơn vị tương đối):

$$x_B = \sqrt{\left(\frac{U_N\%}{100}\right)^2 - r_B^2} = \sqrt{0,055^2 - 0,015^2} = 0,0527$$

– Quy đổi điện trở, điện kháng MBA về hệ đơn vị có tên:

$$x_B = \frac{0,0527 \cdot 400^2}{1000} = 8,432 \text{ m}\Omega$$

$$r_B = \frac{0,015 \cdot 400^2}{1000} = 2,4 \text{ m}\Omega$$

+ Điện trở, điện kháng của thanh dẫn T-1 (tra theo sổ tay kỹ thuật):

$$a_{tb} = 1,26a = 1,26 \cdot 240 = 300mm;$$

$$r_0 = 0,056 \text{ m}\Omega/m, \quad x_0 = 0,189 \text{ m}\Omega/m;$$

$$r_{T-1} = 8 \cdot r_0 = 8 \cdot 0,056 = 0,448 \text{ m}\Omega;$$

$$x_{T-1} = 8 \cdot x_0 = 8 \cdot 0,189 = 1,5 \text{ m}\Omega$$

+ Điện trở tiếp xúc của cầu dao CD - 1 (theo tài liệu kỹ thuật):

$$r_{CD-1} = 0,15 \text{ m}\Omega$$

Sơ đồ thay thế đối với điểm N-1 gồm một dãy các điện trở, điện kháng mắc nối tiếp:

$$r_E = r_B + r_{T-1} + r_{CD-1} = 2,4 + 0,448 + 0,15 = 2,998 \text{ m}\Omega;$$

$$X_{\Sigma} = x_H + x_B + x_{T-1} = 0,457 + 8,44 + 1,5 = 10,397 \text{ m}\Omega ;$$

$$Z = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{2,998^2 + 10,397^2} = 10,9 \text{ m}\Omega$$

– Dòng điện ngắn mạch tại điểm N – 1

$$I_{N1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,9} = 21,2 \text{ kA}$$

– Xác định dòng điện ngắn mạch xung kích từ hệ thống:

Theo đường cong k_{xk} trên hình 7.10 với:

$$\frac{X_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} = \frac{10,397}{2,998} = 3,47 \text{ tìm được } k_{xk} = 1,41. \text{ Khi đó:}$$

$$i_{xk} = \sqrt{2} k_{xk} \cdot I_N''; \quad I_N'' = I_N$$

$$i_{xkH} = 1,41 \cdot 1,41 \cdot 21,2 = 42,4 \text{ kA}$$

$$I_{xkH} = I_N \sqrt{1 + 2(k_{xk} - 1)^2} = 21,2 \sqrt{1 + 2(1,41 - 1)^2} = 21,2 \cdot 1,175 = 24,9 \text{ kA}$$

– Xác định dòng điện xung kích cả từ phía động cơ

Tổng trở từ động cơ tới điểm N-1 không xét. Dòng điện định mức của động cơ:

$$I_{dmD} = \frac{3.200}{\sqrt{3} \cdot 380} = 1,06 \text{ kA}$$

Theo công thức: $i_{xk} = k_{xk} \cdot I_N + 6,5 I_{dmD}$ ta tính được:

$$= 42,4 + 6,5 \cdot 1,06 = 49,3 \text{ kA}$$

Tức là khi có xét ảnh hưởng của động cơ tới dòng điện xung kích thì dòng điện xung kích tăng trên 16,3%.

2. Ngắn mạch tại điểm N – 2

Dòng ngắn mạch tại điểm N – 2 được tính để kiểm tra ổn định lực điện động của các máy biến dòng điện và áp tô mát.

– Điện trở, điện kháng của thanh góp T – 2 (tương tự như T – 1)

$$r_{T-2} = 1,0,056 = 0,056 \text{ m}\Omega ;$$

$$x_{T-2} = 1,0,189 = 0,189 \text{ m}\Omega ;$$

– Điện trở của thanh dẫn T-3 với $a_{tb} = 300 \text{ mm}$, $r_0 = 0,125 \text{ m}\Omega$, $x_0 = 0,21 \text{ m}\Omega$;

$$r_{T-3} = 2,5 \cdot 0,125 = 0,312 \text{ m}\Omega ;$$

$$x_{T-3} = 2,5 \cdot 0,214 = 0,535 \text{ m}\Omega$$

– Điện trở điện kháng áp tô mát (tra theo tài liệu kỹ thuật)

$$r_A = 0,12 \text{ m}\Omega ; x_A = 0,094 \text{ m}\Omega , r_{cxA} = 0,25 \text{ m}\Omega.$$

– Điện trở của máy biến dòng (tra theo tài liệu kỹ thuật):

$$r_{BI} = 0,02 \text{ m}\Omega$$

$$x_{BI} = 0,02 \text{ m}\Omega$$

– Tổng trở của mạch ngắn mạch khi không xét tới tổng trở của BI

$$\begin{aligned} r_{\Sigma} &= r_B + r_{T-1} + r_{CD-1} + 2r_{T-2} + r_{T-3} + r_A + r_{\text{ikA}} \\ &= 2,4 + 0,448 + 0,15 + 2 \cdot 0,056 + 0,312 + 0,12 + 0,25 = 3,792 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{\Sigma} &= X_H + X_B + X_{T-1} + 2X_{T-2} + X_{T-3} + X_A \\ &= 0,457 + 8,44 + 1,5 + 2 \cdot 0,189 + 0,535 + 0,094 = 11,404 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

– Dòng điện ngắn mạch có xét tới tổng trở của BI:

$$I_{N2} = \frac{400}{\sqrt{(2,3,792 + 0,02)^2 + (211,404 + 0,02)^2}} = \frac{400}{24,05} = 16,65 \text{ kA}$$

– Dòng điện ngắn mạch khi không xét tới máy biến dòng:

$$I_{N2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,792^2 + 11,404^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 12} = 19,2 \text{ kA}$$

Theo đường cong hình 7.10 với $\frac{X_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} = \frac{11,404}{3,79^2} = 3,2$ tìm được $k_{\text{sk}} = 1,38$

Khi xét tới cả ảnh hưởng của các động cơ Đ₁ và Đ₃ tham gia vào dòng điện xung kích:

$$i_{\text{sk}} = 1,38 \cdot 1,41 \cdot 16,65 + 6,5 \cdot \frac{2}{3} \cdot 1,06 = 37,0 \text{ kA}$$

Giá trị hiệu dụng của dòng xung kích:

$$I_{\text{sk}} = 16,65 \sqrt{1 + 2(1,38 - 1)^2} = 18,95 \text{ kA}$$

3. Ngắn mạch tại điểm N – 3

– Tổng trở của cáp (tra theo sổ tay kỹ thuật):

$$r_0 = 1,33 \text{ m}\Omega/\text{m}; \quad x_0 = 0,07 \text{ m}\Omega/\text{m},$$

$$r_c = r_0 \ell = 1,33 \cdot 200 = 266 \text{ m}\Omega;$$

$$x_c = x_0 \ell = 0,07 \cdot 200 = 14 \text{ m}\Omega.$$

– Điện trở tiếp xúc của cầu dao CD – 2: $r_{CD-2} = 0,2 \text{ m}\Omega$.

Ta tính:

$$\begin{aligned} r_{\Sigma} &= r_B + r_{T-1} + r_{CD-1} + r_{T-2} + r_{T-3} + r_{CD-2} + r_c \\ &= 2,4 + 0,448 + 0,15 + 0,056 + 0,312 + 0,2 + 266 = 269,6 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{\Sigma} &= X_H + X_B + X_{T-1} + X_{T-2} + X_{T-3} + X_C \\ &= 0,457 + 8,44 + 1,5 + 0,189 + 0,535 + 14 = 25,12 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

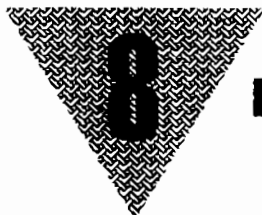
$$I_{N3} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{269,6^2 + 25,12^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 270,8} = 0,855 \text{ kA}$$

với $\frac{X_{\Sigma}}{r_{\Sigma}} = \frac{14,8}{269,6} = 0,055$ theo đường cong hình 7.10 tìm được $k_{\text{sk}} = 1$.

$$i_{\text{sk}} = 1,41 \cdot 0,855 = 1,205 \text{ kA}$$

$$I_{\text{sk}} = I_N = 0,855 \text{ kA}.$$

Ảnh hưởng của động cơ tới dòng điện không xét vì các động cơ ở xa.



8.1. CÁC KHÁI NIỆM CHUNG

Các thiết bị điện, sứ cách điện và các thiết bị dẫn dòng điện trong vận hành làm việc ở ba chế độ cơ bản: chế độ làm việc lâu dài, chế độ làm việc quá tải (phụ tải tăng cao có thể đạt tới 1,4 lần phụ tải định mức) và chế độ làm việc trong trạng thái ngắn mạch.

Ở đây không xét chế độ làm việc không đối xứng.

8.1.1. Chế độ làm việc lâu dài

Trong chế độ làm việc lâu dài, sự làm việc tin cậy của các thiết bị điện các sứ cách điện và các thiết bị dẫn dòng điện được đảm bảo bằng cách lựa chọn chúng theo điện áp và dòng điện định mức.

8.1.2. Chế độ làm việc quá tải

Trong chế độ làm việc quá tải, sự làm việc tin cậy của các thiết bị điện và các trang thiết bị điện khác được đảm bảo bằng cách hạn chế các giá trị và thời gian tăng điện áp và dòng điện trong một phạm vi nào đó, khi đó sự làm việc bình thường của các trang thiết bị điện vẫn được dùng trong một giới hạn nào đó, do khi lựa chọn thiết bị có xét tới mức độ về độ bền của chúng.

8.1.3. Chế độ làm việc ở trạng thái ngắn mạch

Trong chế độ làm việc ở trạng thái ngắn mạch, sự làm việc của các trang thiết bị điện được đảm bảo bằng cách lựa chọn các thông số của các trang thiết bị điện một cách phù hợp thoả mãn các yêu cầu về điều kiện ổn định nhiệt và ổn định lực điện động.

Ngoài ra, đối với cầu chì, máy cắt điện, máy cắt phụ tải khi lựa chọn cần phải đảm bảo điều kiện về khả năng cắt.

Khi lựa chọn thiết bị điện và các thông số của các thiết bị dẫn dòng điện phải xét tới cả dạng lắp đặt của chúng (lắp đặt trong nhà hoặc ngoài trời), nhiệt độ của môi trường xung quanh, độ ẩm, mức độ ô nhiễm của môi trường và độ cao lắp đặt so với mực nước biển.

Khi thành lập sơ đồ để tính toán ngắn mạch đối với từng thiết bị phải lựa chọn chế độ sao cho thiết bị ở trong trạng thái nặng nề nhất và điều kiện thực tế nhất.

Dòng điện ngắn mạch được đề cập tới là dòng ngắn mạch lớn nhất chạy qua thiết bị.

Các thiết bị được chọn phải thoả mãn các yêu cầu về kinh tế, kỹ thuật.

8.2. CÁC TIÊU CHUẨN LỰA CHỌN VÀ KIỂM TRA THIẾT BỊ

8.2.1. Các tiêu chuẩn lựa chọn thiết bị

8.2.1.1. Chọn theo điện áp định mức

Điện áp định mức của các thiết bị được quy định bởi các nhà chế tạo.

Điện áp định mức của thiết bị được ghi trên nhãn, hoặc được ghi trong lý lịch của thiết bị, tương ứng với điều kiện cách điện của nó. Điện áp định mức của thiết bị thông thường có xét thêm mức độ dự trữ về độ bền điện cho phép thiết bị làm việc trong thời gian lâu dài không bị hạn chế với mức tăng điện áp khoảng 10 – 15% so với điện áp định mức.

Điện áp này được gọi là điện áp làm việc cực đại của thiết bị. Vì rằng trong điều kiện vận hành độ lệch điện áp thường không vượt quá 10 – 15% định mức nên khi lựa chọn thiết bị theo điện áp phải thỏa mãn điều kiện.

$$U_{dmTB} \geq U_{dmL} \quad (8.1)$$

Trong đó: U_{dmL} – điện áp định mức của lưới điện, với lắp đặt thiết bị;

U_{dmTB} – điện áp định mức của thiết bị.

Khi chế tạo thiết bị, các nhà chế tạo đã giới hạn sự làm việc định mức của thiết bị hoặc sử dụng theo điều kiện:

$$U_{dmTB} + \Delta U_{dTb} \geq U_{dmL} + \Delta U_L \quad (8.2)$$

Trong đó: ΔU_{dTb} – mức dự trữ về cách điện hay mức điện áp tăng cao so với điện áp định mức mà thiết bị chịu đựng được và nhà chế tạo đã lường trước.

ΔU_L – Độ lệch của điện áp làm việc có thể có so với điện áp định mức của lưới điện trong điều kiện vận hành.

Đối với các thiết bị điện, sứ cách điện và cáp trong điều kiện vận hành cho phép tăng điện áp ở một mức độ nào đó.

Giá trị độ lệch điện áp cho phép so với điện áp định mức của các thiết bị:

Cáp, kháng điện, máy biến dòng, máy biến điện áp, cầu chì $1,1 U_{dmTB}$

Máy chống sét $1,25 U_{dmTB}$

Sứ cách điện, dao cách ly, máy cắt điện $1,15 U_{dmTB}$

Việc tăng độ cao lắp đặt thiết bị so với mực nước biển dẫn tới việc giảm điện áp cho phép. Việc xét tới giảm điện áp phụ thuộc vào độ cao lắp đặt so với mặt biển, các thiết bị được chế tạo với điều kiện lắp đặt ở độ cao dưới 1000m. Khi độ cao lắp đặt thiết bị trên 1000m điện áp làm việc của thiết bị không được vượt quá điện áp định mức của nó.

8.2.1.2. Chọn theo dòng điện định mức

Dòng điện định mức của thiết bị là dòng điện có thể đi qua thiết bị trong một thời gian dài không bị hạn chế mà nhiệt độ phát nóng lớn nhất do nó gây nên không vượt quá giá trị phát nóng lâu dài khi nhiệt độ của môi trường xung quanh là định mức.

Việc lựa chọn thiết bị đúng theo dòng điện định mức sẽ đảm bảo không gây nên đốt nóng quá mức dẫn tới nguy hiểm cho thiết bị khi làm việc lâu dài ở chế độ định mức.

Để thực hiện điều này, dòng điện làm việc lớn nhất của mạch I_{lvmax} trong khoảng thời gian $t \geq 3T$ không được vượt quá dòng điện định mức của thiết bị I_{dmTB} :

$$I_{dmTB} \geq I_{lvmax} \quad (8.3)$$

Dòng điện làm việc lớn nhất của mạch xuất hiện khi:

1. Đối với các mạch của các đường dây làm việc song song – khi cắt hoặc đứt một trong hai đường dây.
2. Đối với các mạch của các máy biến áp – khi sử dụng khả năng quá tải của chúng.
3. Đối với thanh góp của nhà máy điện và trạm biến áp, thanh góp phân đoạn và thanh dẫn nối các thiết bị – khi điều kiện vận hành ở điều kiện bất lợi nhất.
4. Đối với các máy phát điện – khi làm việc với công suất định mức và điện áp giảm 5% so với điện áp định mức.

Nhiệt độ tiêu chuẩn của môi trường xung quanh (không khí) đối với các thiết bị điện được lấy bằng $+35^{\circ}\text{C}$.

Nếu như nhiệt độ của môi trường không khí xung quanh θ_{mt} khác với tiêu chuẩn định mức cần phải hiệu chỉnh lại dòng điện lâu dài cho phép của thiết bị đối với điều kiện làm mát tính toán:

- Khi nhiệt độ của môi trường không khí $\theta_{mt} > 35^{\circ}\text{C}$.

$$I_{\theta} = I_{dmTB} \sqrt{\frac{\theta_{cp} - \theta_{mt}}{\theta_{cp} - 35}} \quad (8.4)$$

Trong đó: θ_{cp} – nhiệt độ cho phép nhỏ nhất đối với các phần tử riêng rẽ của thiết bị.

- Khi $\theta_{mt} < 35^{\circ}\text{C}$ dòng điện hiệu chỉnh theo nhiệt độ I_{θ} có thể tăng so với I_{dmTB} khoảng $0,005 I_{dmTB}$ ứng với mỗi độ giảm nhiệt độ so với $+35^{\circ}\text{C}$, nhưng tổng dòng điện tăng không được vượt quá $0,2 I_{dmTB}$.

8.2.2. Các tiêu chuẩn kiểm tra thiết bị

8.2.2.1. Kiểm tra theo điều kiện ổn định lực điện động

Dạng ngắn mạch dùng để tính toán kiểm tra thiết bị về ổn định lực điện động có thể là ngắn mạch ba pha hoặc ngắn mạch một pha.

Trong các lưới điện cao áp 6,10,35kV – lưới có trung tính cách điện dạng ngắn mạch tính toán là ngắn mạch ba pha. Trong các lưới điện có điện áp từ 110kV trở lên làm việc với trung tính nối đất trực tiếp, dạng ngắn mạch tính toán có thể là ba pha có thể là một pha. Khi đó cần tìm pha hư hỏng lớn nhất.

Khi kiểm tra các thiết bị về ổn định lực điện động (ô.đ.đ) cần phải thoả mãn điều kiện:

$$i_{\delta\delta TB} \geq i_{xk} \quad (8.5a)$$

$$\text{hoặc} \quad I_{\delta\delta TB} \geq I_{xk} \quad (8.5b)$$

Trong đó: $i_{\delta\delta TB}$, $I_{\delta\delta TB}$ – giá trị biên độ và giá trị hiệu dụng của dòng điện cho phép lớn nhất đặc trưng cho khả năng ổn định lực điện động của các thiết bị; i_{xk} , I_{xk} – giá trị biên độ và giá trị hiệu dụng của dòng ngắn mạch xung kích (xem chương 7).

8.2.2.2. Kiểm tra theo điều kiện ổn định nhiệt

Các dây dẫn, cáp và các thiết bị điện khi ngắn mạch không được phát nóng quá nhiệt độ cực đại cho phép được quy định theo tiêu chuẩn phát nóng ngắn hạn (bảng 8.1) khi có dòng điện ngắn mạch chạy qua chúng.

BẢNG 8.1. NHIỆT ĐỘ CHO PHÉP CỦA DÂY DẪN θ_{CP} (°C)

Dây dẫn	Nhiệt độ cho phép lâu dài	Nhiệt độ cho phép ngắn hạn	Nhiệt độ cho phép lớn nhất khi ngắn mạch	
Thanh dẫn và dây trần			300	
Đồng	70	125	200	
Nhôm	70	125		
Cáp cách điện giấy			Đồng	Nhôm
Đến 3kV	80	125	200	200
Đến 6kV	65	100	200	200
Đến 10kV	60	90	200	200
Cáp cách điện cao su				
Thường	55	100	150	150
Chịu nhiệt	65	110	150	150
Cáp cách điện chất dẻo	65	—	150	150

Việc kiểm tra theo điều kiện ổn định nhiệt đối với các thiết bị được thực hiện theo một trong ba điều kiện nêu dưới đây:

$$\left. \begin{aligned} I_{dm\acute{o}dnh}^2 t_{dm\acute{o}dnh} &\geq B_N \\ I_{dm\acute{o}dnh}^2 t_{dm\acute{o}dnh} &\geq I_{\infty}^2 t_{qd} \\ I_{dm\acute{o}dnh} &\geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{qd}}{t_{dm\acute{o}dnh}}} \end{aligned} \right\} \quad (8.6)$$

Trong đó: $I_{dm\acute{o}dnh}$ – dòng điện định mức ổn định nhiệt, với dòng điện này thiết bị điện có thể duy trì trong khoảng thời gian $t_{dm\acute{o}dnh}$ mà không bị hư hỏng, theo số liệu của nhà máy;

$t_{dm\acute{o}dnh}$ – thời gian định mức ổn định nhiệt, theo số liệu của nhà máy.

B_N – trị số xung nhiệt đặc trưng cho lượng nhiệt toả ra trong thiết bị trong khoảng thời gian tác động của dòng điện ngắn mạch.

I_{∞} – dòng điện ngắn mạch ở chế độ xác lập, tính theo mạch của thiết bị được lựa chọn.

t_{qd} – thời gian tác động quy đổi của dòng điện ngắn mạch, theo tính toán (xem chương 7).

Khi kiểm tra ổn định nhiệt của các thiết bị điện cũng như các thiết bị dẫn dòng điện thời gian tác động tính toán của dòng điện ngắn mạch được xác định bằng tổng thời gian tác động toàn phần của các máy cắt điện.

Trong lý lịch của các thiết bị, các nhà máy chế tạo cho giá trị $t_{dm\acute{o}dnh}$ ứng với khoảng thời gian 5 hoặc 10s. Xuất phát từ điều kiện nêu trên, việc kiểm tra thiết bị về ổn định nhiệt có thể thực hiện bằng cách xác định giá trị của B_N theo t_{qd} và I_{∞} .

Giá trị chính xác của trị số xung nhiệt B_N do dòng ngắn mạch gây nên được xác định theo:

$$B_N = \int_0^t i_N^2 dt \quad (8.7)$$

Việc xác định B_N theo (8.7) gặp khó khăn là dòng điện i_N trong quá trình quá độ thay đổi theo quy luật rất phức tạp.

Trị số xung nhiệt B_N có thể xác định một cách gần đúng nếu như biết được giá trị của dòng ngắn mạch đối với một vài thời điểm của quá trình quá độ. Các dòng ngắn mạch này tìm được theo phương pháp bất kỳ.

Ví dụ, xác định dòng điện ngắn mạch theo phương pháp đường cong tính toán.

1. Theo đường cong tính toán ta xác định các giá trị của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ đối với các thời điểm từ $t = 0$ đến thời điểm cắt ngắn mạch chu kỳ đối với các thời điểm từ $t = 0$ đến thời điểm cắt ngắn mạch $t = t_{cắt}$, nghĩa là I_0 (I''), $I_{0,1}$, $I_{0,2}$, $I_{0,3}, \dots, I_t$.

Đối với thời điểm ban đầu ta xét cả thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ, với $k_{xk} = 1,8$ giá trị hiệu dụng lớn nhất của dòng điện xung kích:

$$I_{xk} = 1,25 I''$$

2. Đối với mỗi khoảng thời gian ta xác định giá trị trung bình của dòng điện quân phương I_{qp} trong mỗi khoảng thời gian.

$$I_{qp1}^2 = \frac{I_{xk}^2 + I_{0,1}^2}{2}; \quad I_{qp2}^2 = \frac{I_{0,1}^2 + I_{0,2}^2}{2};$$

3. Tính B_N theo công thức:

$$B_N = \sum_{i=1}^n I_{qpi}^2 \cdot \Delta t_i, \quad A^2 S \quad (8.8)$$

Trong đó: I_{qpi} – dòng điện quân phương trong khoảng thời gian thứ i .

Δt_i – độ dài của khoảng thời gian thứ i , s.

n – số khoảng thời gian.

Khi ngắn mạch kéo dài, khi đó thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ không thay đổi và khi thời gian ngắn mạch $t \geq 2s$, giá trị của B_N được xác định theo hệ thức:

$$B_N \approx (I'')^2 (t + T_a), \quad (8.9).$$

Trong đó: T_a – hằng số thời gian tắt dần của thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ, thường lấy $T_a = 0,05s$.

8.2.2.3. Xác định thời gian quy đổi

Thời gian quy đổi được hiểu là thời gian mà dòng điện ngắn mạch xác lập I_∞ gây nên hiệu ứng nhiệt đúng bằng hiệu ứng nhiệt. Do dòng ngắn mạch thực biến đổi trong quá trình ngắn mạch gây nên trong khoảng thời gian thực tính từ lúc bắt đầu xảy ra ngắn mạch đến khi cắt được nó.

Thời gian quy đổi t_{qd} tương ứng với dòng điện ngắn mạch toàn phần được xác định theo công thức:

$$t_{qd} = t_{qdck} + t_{qdkek} \quad (8.10)$$

Trong đó: t_{qdck} – thời gian quy đổi đối với thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ.

t_{qdkek} – thời gian quy đổi của thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ.

Việc xác định thời gian quy đổi t_{qdck} theo thời gian ngắn mạch thực $t_{cắt}$ và tỷ số của dòng ngắn mạch siêu quá độ với dòng điện ngắn mạch xác lập $\beta'' = \frac{I''}{I_x}$ được tiến hành bằng cách tra theo các đường cong nêu trên hình 8. 1.

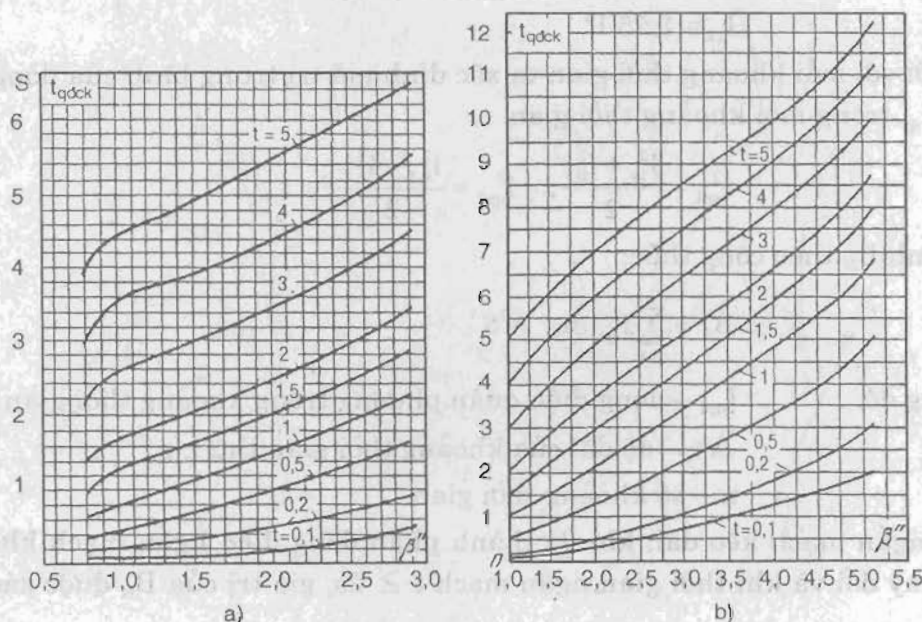
Nếu việc tính toán dòng ngắn mạch được tiến hành một cách đơn giản với điều kiện nguồn cung cấp cho mạch ngắn mạch là nguồn công suất vô cùng lớn thì:

$$t_{qdck} = t_{cắt}$$

Việc xác định thời gian quy đổi t_{qdkek} được tiến hành theo công thức:

$$t_{qdkek} \approx 0,005 \beta''^2 \quad (8.11)$$

Khi $t_{cắt} > 1s$ giá trị t_{qdkek} có thể bỏ qua.



Hình 8.1. Đường cong thời gian quy đổi với thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ khi nguồn cung cấp

a) Các máy phát điện có tự động điều chỉnh kích từ;

b) Các máy phát điện không có tự động điều chỉnh kích từ.

8. 3.LỰA CHỌN CÁC THIẾT BỊ ĐÓNG CẮT

8.3.1. Lựa chọn và kiểm tra máy cắt điện

8.3.1.1. Nhiệm vụ của máy cắt điện

Máy cắt điện (MC) làm nhiệm vụ đóng cắt dòng điện phụ tải và dòng điện ngắn mạch.

Máy cắt có khả năng đóng cắt trong mọi trạng thái vận hành của hệ thống điện và lưới điện.

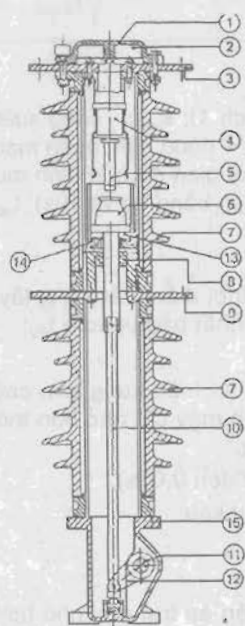
Để đóng cắt được dòng ngắn mạch các tiếp điểm động và tĩnh của máy cắt được đặt trong buồng kín có bộ phận dập hồ quang. Việc dập hồ quang có thể thực hiện bằng dầu làm nguội tia hồ quang, không khí nén – thổi, xé đứt tia hồ quang. Khí SF_6 nén – thổi xé, đứt hồ quang và chân không – không duy trì sự cháy.

Tuỳ theo nguyên lý dập hồ quang và các máy cắt điện có tên gọi khác nhau.

Ngày nay, các máy cắt điện dùng phổ biến là các máy cắt điện loại SF_6 .

8.3.1.2. Cấu tạo của máy cắt điện

Máy cắt loại SF_6 có cấu tạo và kích thước gọn, nhẹ do khí SF_6 vừa làm nhiệm vụ cách điện vừa làm nhiệm vụ truyền động và dập tắt hồ quang. Các máy cắt SF_6 dùng cho cả lưới điện trung, cao và siêu cao áp. Cấu tạo của máy cắt loại này (hình 8.2) bao gồm các bộ phận chính sau:



Hình 8.2. Cấu tạo máy cắt điện trung áp 6-35kV SF_6 .

1. Mạch điện chính:

- Điện cực trên (đầu cốt nối) (3)
- Tiếp điểm tĩnh (4)
- Tiếp điểm động (6)
- Thanh truyền đóng tiếp điểm (8)
- Điện cực dưới (đầu cốt nối) (9)

2. Mạch cắt điện:

- Tiếp điểm dây hồ quang bán cố định (5)
- Tiếp điểm dập hồ quang di động (6)

3. Hệ thống nén khí:

- Buồng nén khí (13)
- Các van điều tiết (14)

4. Bộ phận dẫn độ:

- Cần truyền động (11)
- Cánh tay đòn (12)
- Thanh truyền động (10)

5. Lớp vỏ bảo vệ:

- Ống sứ thanh cách điện (7)
- Nắp dẫy (1)
- Lớp màn chắn (2)
- Hộp bảo vệ bộ truyền động trục khuỷu (15)

Việc đóng cắt máy cắt điện có thể thực hiện bằng tay, bằng điện, bằng khí nén thông qua các bộ truyền động.

8.3.1.3. Chọn và kiểm tra máy cắt điện

Các máy cắt điện được chọn theo dòng điện định mức, điện áp định mức, theo dạng lắp đặt (trong nhà hoặc ngoài trời) và phù hợp với các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật.

Việc kiểm tra máy cắt điện được tiến hành theo điều kiện ổn định lực điện động và kiểm tra về ổn định nhiệt cũng như về khả năng cắt ở chế độ ngắn mạch. Các tiêu chuẩn lựa chọn và kiểm tra máy cắt điện nêu trong bảng 8.2.

BẢNG 8.2. LỰA CHỌN VÀ KIỂM TRA MÁY CẮT ĐIỆN

Đại lượng chọn và kiểm tra	Ký hiệu	Công thức
Điện áp định mức, kV	U_{dmMC}	$U_{dmMC} \geq U_{dmL}$
Dòng điện lâu dài định mức, A	I_{dmMC}	$U_{dmMC} \geq I_{lt}$
Dòng điện cắt định mức, kA	$I_{cắt}$	$I_{cắtđm} \geq I_{cắt,lt}$
Như trên, nhưng có TĐL, kA	$I'_{cắt,đm}$	$I'_{cắtđm} \geq \frac{I_{cắt,lt}}{k_{TĐL}}$
Công suất cắt định mức, 10 ³ kVA	$S_{cắt,đm}$	$S_{cắtđm} \geq S_{cắt,lt}$
Như trên, nhưng có TĐL, 10 ³ kVA	$S'_{cắt,đm}$	$S'_{cắtđm} \geq S'_{cắt,lt} = \frac{S_{cắt,lt}}{k_{TĐL}}$
Dòng điện ngắn mạch xung kích cho phép, kA	i_{odd}	$i_{odd} \geq i_{xk,lt}$
Dòng điện độ bền nhiệt sau thời gian $t_{ổn\ddot{a}nh}$, kA	$I_{ổn\ddot{a}nh}$	$I_{ổn\ddot{a}nh} \geq I_x \sqrt{\frac{t_{qd}}{t_{ổn\ddot{a}nh}}}$

Ký hiệu:

$I_{cắt, lt}$ – dòng điện ngắn mạch ba pha tính toán tại thời điểm cắt (xem chú thích 1); $S_{cắt, lt}$ – công suất ngắn mạch (ứng với dòng điện $I_{cắt, lt}$, 10³kVA); i_{xk} – dòng điện ngắn mạch xung kích, kA; I_x – dòng điện ngắn mạch duy trì, kA; $k_{TĐL}$ – hệ số để giảm công suất cắt của máy cắt điện khi có TĐL; $t_{ổn\ddot{a}nh}$ – thời gian độ bền định mức ứng với dòng điện độ bền nhiệt định mức, s (các máy cắt điện sản xuất ở Liên Xô lấy $t_{ổn\ddot{a}nh}$ bằng 5s và 10s); t_{qd} – thời gian ngắn mạch quy đổi, s.

Chú thích:

1. $I_{cắt, lt}$ và $S_{cắt, lt}$ – giá trị dòng điện và công suất ngắn mạch tính toán tại thời điểm cắt $t_{cắt, lt}$, lấy bằng tổng thời gian tác động của bản thân máy cắt điện t_{MC} với thời gian tác động nhỏ nhất bảo vệ rơle t_{BV} :

$$t_{cắt, lt} = t_{MC} + t_{BV}$$

2. Thời gian xác định của bản thân máy cắt là thời gian tính từ lúc truyền tín hiệu xung cho cuộn cắt điện lúc bắt đầu tách tiếp xúc dập hồ quang. Thời gian tác động của bản thân máy cắt nhỏ hơn thời gian tác động toàn phần của máy cắt một đại lượng bằng thời gian cháy của hồ quang.

3. t_{BV} – thời gian tác động của loại bảo vệ rơle tác động nhanh nhất (từ 0,02 đến 0,05s).

4. Khi không có tài liệu riêng để tính thời gian cắt nhỏ nhất, thì có thể lấy như sau:

– Đối với máy cắt điện không tác động nhanh: 0,15 – 0,2s.

– Đối với máy cắt điện tác động nhanh: 0,1s.

5. Nếu trong tài liệu kỹ thuật không ghi dòng điện cắt cho phép $I_{cắt, cp}$ mà điện áp trang bị nhỏ hơn điện áp định mức của máy cắt điện thì có thể tính một cách gần đúng như sau:

$$I_{cắt, cp} \approx I_{cắt, đm} \frac{U_{dmMC}}{U_{dmtrh}}$$

Trong đó: $I_{cắt, đm}$ – dòng điện cắt khi điện áp máy cắt điện bằng định mức.

Nhưng nếu tính ra dòng điện cắt này lại lớn hơn dòng điện cắt cho phép giới hạn của máy cắt điện thì lấy bằng dòng điện cho phép giới hạn.

Những điều kiện nêu ở trên là đối với nhiệt độ môi trường xung quanh +35°C.

Nếu $\theta_{xq} > 35^\circ\text{C}$ thì phải giảm dòng điện định mức của máy cắt điện xuống, A.

$$I_0 = I_{dmMC} \sqrt{\frac{75^\circ\text{C} - \theta_{xq}}{40}} \quad (8.12)$$

Khi $\theta_{xq} < 35^\circ\text{C}$ cho phép tăng dòng điện của máy cắt điện lên 0,005 I_{dmMC} khi nhiệt độ giảm đi 1°C, nhưng dòng điện tổng không được vượt quá 1,2 $I_{dm, MC}$.

8.3.2. Lựa chọn và kiểm tra cầu chì

8.3.2.1. Nhiệm vụ của cầu chì

Cầu chì (cầu chảy) được dùng làm nhiệm vụ:

- Bảo vệ ngắn mạch và bảo vệ quá tải cho đường dây và máy biến áp.
- Bảo vệ ngắn mạch cho các động cơ điện.

8.3.2.2. Cấu tạo của cầu chì

Dạng cấu tạo đơn giản của cầu chì cho trên hình 8.3. Trong đó:

1. Vỏ cầu chì được làm bằng các ống sứ cách điện. Hai đầu ống được gắn đui cầu chì có nắp vặn. Đui cầu chì được làm bằng đồng để dẫn điện.

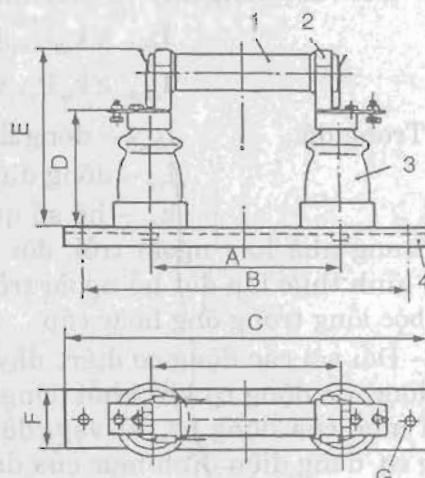
Bên trong ống cầu chì lắp đặt dây chảy làm nhiệm vụ bảo vệ quá tải hoặc ngắn mạch.

Trong ống cầu chì đổ đầy cát thạch anh làm nhiệm vụ xé nhỏ tia hồ quang và dập tắt hồ quang.

2. Giá đỡ kẹp cầu chì kiểu ngàm, tạo thành các điện cực của cầu chì.

3. Sứ đỡ vừa làm nhiệm vụ đỡ, giá lắp cầu chì vừa làm nhiệm vụ cách điện.

4. Bộ đỡ cầu chì làm bằng kết cấu thép có các lỗ định vị cho lắp đặt.



Hình 8.3. Dạng cầu chì dùng lắp đặt trong nhà

A, B, C, D, E, F, G – Các kích thước lắp đặt.
1– Vỏ cầu chì; 2– Giá đỡ kẹp cầu chì;
3– Sứ cách điện; 4– Bộ đỡ.

8.3.2.3. Chọn và kiểm tra cầu chì

Cầu chì được dùng cho cả lưới điện cao, hạ áp có điện áp từ 35kV trở xuống.

Cầu chì được chọn theo dòng điện định mức, điện áp định mức, điện áp định mức và được kiểm tra theo khả năng cắt tương ứng với bảng 8.3.

Trong đó: dòng điện định mức của cầu chì được hiểu là dòng điện định mức của phần đui cầu chì.

Ngoài phần dòng điện định mức của cầu chì ra, ta còn phải chọn dòng điện định mức của dây chảy.

Dây chảy của cầu chì là khâu yếu mà con người ta cố tình tạo ra để khi quá tải hoặc ngắn mạch dòng điện chạy qua dây chảy tăng lên, dây chảy sẽ bị đứt. Như vậy nhiệm vụ chính của dây chảy là làm nhiệm vụ bảo vệ quá tải hoặc ngắn mạch.

BẢNG 8.3. CHỌN VÀ KIỂM TRA CẦU CHỈ

Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Dòng điện định mức $I_{dmcc,A}$	$I_{dmcc} \geq I_{lvmax}$
Điện áp định mức $U_{dm,cc}, kV$	$U_{dm,cc} = U_{dml}$
Công suất cắt định mức $S_{cắt,đm}, 10^3 kVA$	$S_{cắt,đm} \geq S_{cắt,tl} = S''$
Dòng điện cắt định mức $I_{cắt,đm}$	$I_{cắt,đm} \geq I_{cắt,tl} = I''$

Ký hiệu: $S'' = \sqrt{3} U_{dmL} I''$, trong đó I'' – giá trị hiệu dụng ban đầu của thành phần chu kỳ dòng điện ngắn mạch; U_{dmL} – điện áp định mức tại chỗ ngắn mạch (kV); U_{dmcc} – điện áp định mức của cầu chì (kV); I_{lvmax} – dòng điện làm việc lớn nhất của phụ tải; U_{dmL} – điện áp định mức của lưới điện.

Chú thích: Trong nhãn hiệu cầu chì có khi người ta ghi giá trị hiệu dụng lớn nhất của dòng điện ngắn mạch toàn phần sau nửa chu kỳ đầu (đối với các cầu chì nhập của nước ngoài) khi ấy nên dùng hệ thức $I_{cắt\ dm} \geq I''$.

Dòng điện định mức của dây chảy $I_{dmđc}$ được chọn theo điều kiện:

– Đối với đường dây và máy biến áp chọn theo điều kiện bảo vệ quá tải:

$$\left. \begin{aligned} I_{dmđc} &\geq k_{qt} I_{dmB} A \\ I_{dmđc} &\geq k_{qt} I_{cp} A \end{aligned} \right\} \quad (8-13a)$$

Trong đó:

I_{dmB} – dòng điện định mức của máy biến áp, A;

I_{cp} – dòng điện cho phép của dây dẫn, dây bọc và dây cáp, A;

k_{qt} – hệ số quá tải, đối với MBA; $k_{qt} = 1,3 \div 1,4$ tùy theo MBA đặt trong nhà hay ngoài trời, đối với dây dẫn, dây bọc và cáp $k_{qt} = 1,05 \div 1,25$, tùy theo hình thức lắp đặt hở ngoài trời hoặc dây bọc cáp lồng trong ống $k_{qt} = 1,05$ đối với dây bọc lồng trong ống hoặc cáp.

– Đối với các động cơ điện, dây chảy của cầu chì không làm nhiệm vụ bảo vệ quá tải được, do động cơ khi khởi động, dòng điện khởi động lớn gấp nhiều lần dòng điện định mức của động cơ. Vì vậy, dòng chảy chỉ làm nhiệm vụ bảo vệ ngắn mạch cho động cơ, dòng điện định mức của dây chảy được chọn theo:

$$I_{dmđc} \geq \frac{I_{dn}}{\alpha} A \quad (8.13b)$$

Trong đó: I_{dn} – dòng điện đỉnh nhọn (phụ tải đỉnh nhọn) của động cơ, A.

α – Hệ số phụ thuộc vào bản chất của vật liệu làm dây chảy và quá trình khởi động của động cơ, $\alpha = 1,16 \div 2,5$, $\alpha = 1,6$ – khi động cơ khởi động nhẹ tải, $\alpha = 2,5$ – khi động cơ khởi động nặng tải.

Dòng điện đỉnh nhọn được xác định theo:

+ Đối với một động cơ:

$$I_{dn} = k_{mm} \cdot I_{dmĐ}, A \quad (8.14)$$

+ Đối với nhóm động cơ:

$$I_{dn} = k_{mm} \cdot I_{dmĐmax} + \sum_{i=1}^{n-1} I_{dmĐi}, A \quad (8.15)$$

$$\text{hoặc} \quad I_{dn} = k_{mm} \cdot I_{dmĐmax} + (I_{tt} - k_{sd} I_{dmĐmax}), A \quad (8.16)$$

Trong đó: $I_{dmĐi}$ – dòng điện định mức của động cơ thứ i

$I_{dmĐmax}$ – dòng điện định mức của động cơ có công suất lớn nhất tham gia trong nhóm;

I_{tt} – dòng điện tính toán của nhóm động cơ;

k_{sd} – hệ số sử dụng của động cơ có công suất lớn nhất tham gia trong nhóm;

k_{mm} – hệ số mở máy (khởi động) của động cơ với động cơ không đồng bộ $k_{mm} = 5 \div 7$.

Về bản chất; k_{mm} chính là dòng điện ngắn mạch tương đối $I_{\cdot N}$ ($k_{mm} = I_{\cdot N}$). Khi đóng động cơ vào lưới coi như động cơ bị ngắn mạch hết tổng trở động cơ (điểm trung tính) nên $I_{\cdot N} = \frac{1}{x_{dB}} = \frac{1}{0,14 \div 0,2} \approx 5 \div 7$ tương ứng với giá trị k_{mm} nêu trên.

Điện kháng siêu quá độ của động cơ không đồng bộ $x_{dB} = 0,14 \div 0,2$

8.3.3. Lựa chọn dao cách ly và dao cắt tải

8.3.3.1. Nhiệm vụ của dao cách ly và dao cắt tải

a) Dao cách ly làm nhiệm vụ

– Cách ly giữa phần mang điện áp với phần không mang điện áp.
– Tạo nên khoảng cách nhìn thấy được để khi cần sửa chữa các thiết bị điện người sửa chữa an tâm về thiết bị đã được tách ra khỏi điện áp, đảm bảo an toàn khi sửa chữa.

– Dao cách ly không dùng để đóng cắt mạch điện khi có tải.

– Dao cách ly chỉ được phép đóng cắt các đường dây không tải, nghĩa là được phép đóng cắt khi có các dòng điện điện dung của đường dây và được phép đóng cắt các máy biến áp khi không tải, nghĩa là chỉ được phép đóng cắt dòng điện từ hóa của các máy biến áp.

– Dao cách ly được phép đóng cắt đẳng áp, nghĩa là điện áp đặt vào các cực ở về hai phía của dao cách ly phải bằng nhau (mức chênh áp không được vượt quá 2% điện áp danh định). Khi đóng cắt phải thủ đồng pha.

– Dao cách ly cũng được dùng để đóng cắt máy biến điện áp đo lường, đóng cắt mạch nối đất của trung tính máy biến áp, cũng như đóng cắt các cuộn dập hồ quang.

Cần lưu ý, khi dùng dao cách ly để đóng cắt không tải đường dây và máy biến áp, chiều dài đường dây và dung lượng máy biến áp được phép đóng cắt không tải phải tuân theo quy trình quy phạm trang bị điện.

Dao cách ly thường được bố trí về hai phía của máy cắt điện (nếu có nguồn cung cấp từ hai phía, hai phía đều có điện áp).

Do máy cắt điện tiếp điểm được bố trí trong buồng dập hồ quang, không nhìn thấy được.

Việc thao tác đóng cắt giữa dao cách ly và máy cắt điện phải tuân theo trình tự sau:

- + Khi cắt: phải cắt máy cắt trước, cắt dao cách ly sau.
- + Khi đóng: phải đóng dao cách ly trước, đóng máy cắt sau.

b) Dao cắt tải làm nhiệm vụ

– Đóng cắt dòng phụ tải (do có cơ cấu dập hồ quang).

– Cách ly giữa phần mang điện áp với phần không mang điện áp như dao cách ly thông thường.

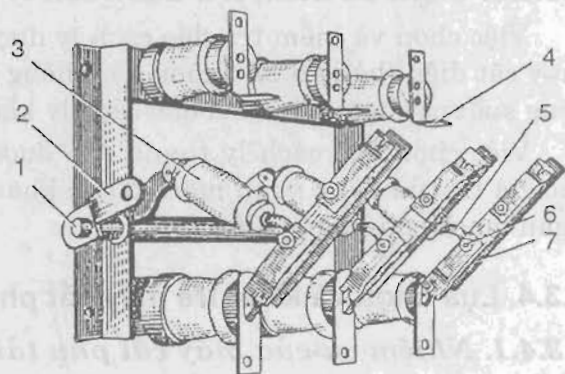
8.3.3.2. Cấu tạo của dao cách ly và dao cắt tải

a) Dao cách ly

Dạng chung của dao cách ly được trình bày trên hình 8.4.

Dao cách ly có các bộ phận chính sau:

Dao cách ly có các loại: 1 pha, 3 pha, dao chém ngang, dao chém thẳng, loại đặt trong nhà, loại đặt ngoài trời, có dao nối đất liên động 1 phía, 2 phía, dao cách ly tự động.



Hình 8.4. Cấu tạo chung của dao cách ly

- 1– Trục truyền động đóng cắt dao cách ly ba pha;
- 2– Tay gạt trục truyền động;
- 3– Sứ chống dòng để điều khiển đóng cắt lưới dao cách ly;
- 4– Má tĩnh của dao cách ly, khi lắp đặt lắp về phía có điện áp;
- 5– Thanh giằng;
- 6– Khớp từ;
- 7– Má động (lưỡi dao).

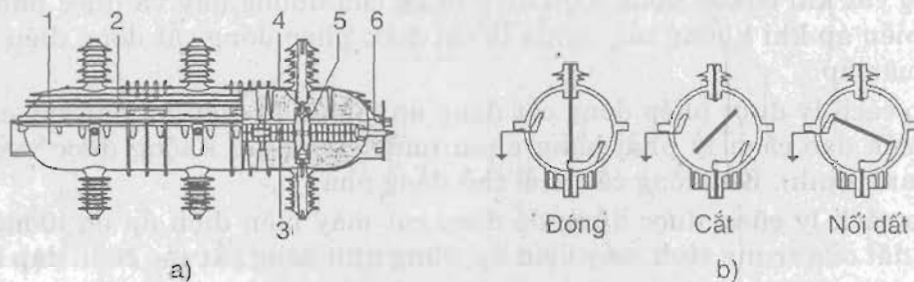
b) Dao cắt tải

Dao cắt tải gồm dao cách ly kết hợp với bộ dập hồ quang.

Các dao cách ly thể hệ mới dùng khí nén SF_6 vừa làm nhiệm vụ truyền động, vừa làm nhiệm vụ cách điện và vừa làm nhiệm vụ dập tắt hồ quang. Chúng đồng thời làm nhiệm vụ: cách ly và đóng cắt dòng điện phụ tải.

Song để dập được hồ quang, các tiếp điểm được bố trí trong buồng kín nên không thể thể hiện được vị trí đóng cắt nhìn thấy được, vị trí đóng cắt của dao cắt tải được thể hiện dưới dạng đèn tín hiệu thông qua các tiếp điểm chỉ vị trí đóng, cắt.

Cấu tạo của dao cách ly và dao cắt tải thể hệ mới được trình bày trên hình 8.5.



Hình 8.5. Dao cắt tải dùng khí SF_6

a) Dạng cấu tạo chung; b) Vị trí các tiếp điểm.

Bao gồm: 1- Lớp vỏ cách điện bảo vệ bên ngoài - chụp dưới;

2- Lớp vỏ cách điện bên ngoài - chụp trên; 3- Trục truyền động;

4- Tiếp điểm cố định (má tĩnh); 5- Tiếp điểm di động (má động); 6- Vòng đệm.

Các dao cách ly và dao cắt tải thể hệ mới dùng khí SF_6 có tiếp điểm nối đất thay cho dao nối đất của các dao cách ly thông thường, có kích thước gọn nhẹ thường được lắp đặt trong các tủ phân phối trung áp hợp bộ có điện áp từ 35 kV trở xuống. Việc đóng cắt dao cách ly được thực hiện thông qua các bộ truyền động bằng tay bằng điện hoặc khí nén.

8.3.3.3. Chọn và kiểm tra dao cách ly

Việc chọn và kiểm tra dao cách ly được tiến hành tương tự như chọn và kiểm tra máy cắt điện (bảng 8.2). Trong đó, không cần xét tới việc kiểm tra theo dòng điện và công suất cắt ngắn mạch vì dao cách ly không được cắt khi có dòng ngắn mạch.

Việc chọn dao cách ly thanh góp được đặt trước kháng điện cần tiến hành theo các giá trị của dòng ngắn mạch ở sau kháng điện, nghĩa là có xét tới sự hạn chế dòng ngắn mạch của kháng điện.

8.3.4. Lựa chọn và kiểm tra máy cắt phụ tải

8.3.4.1. Nhiệm vụ của máy cắt phụ tải

Máy cắt phụ tải là tổ hợp của dao cách ly có cơ cấu dập hồ quang (dao cắt tải) và cầu chì. Chính vì vậy, máy cắt phụ tải đảm nhiệm những nhiệm vụ sau:

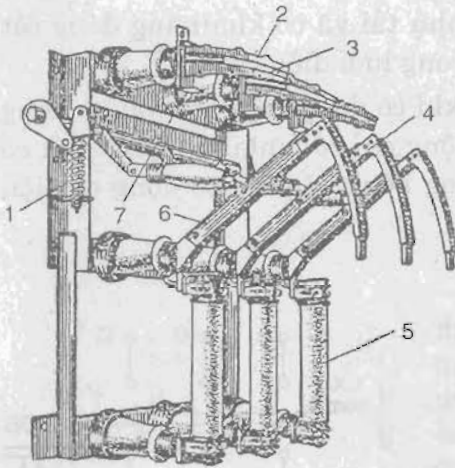
- Đóng cắt dòng điện phụ tải - do dao cắt tải thực hiện.
- Bảo vệ cắt dòng ngắn mạch - do cầu chì thực hiện.

Cầu chì được lắp đặt các tiếp điểm lò xo có thể thay đổi đối với các dòng điện định mức khác nhau, ví dụ: 100, 200, 300 và 400A.

8.3.4.2. Cấu tạo của máy cắt phụ tải

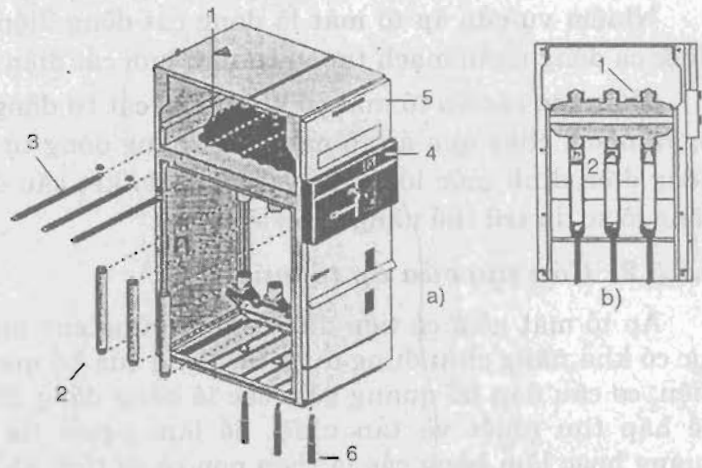
– Cấu tạo chung của máy cắt phụ tải do Nga (Liên Xô cũ) sản xuất loại ПНП– 16 nêu trên hình 8.6.

– Máy cắt phụ tải loại SM–6 do Pháp chế tạo nêu trên hình 8.7.



Hình 8.6. Máy cắt phụ tải loại ПНП–16.

1– Các lò xo cắt; 2– Ngăn dập hồ quang bằng chất dẻo; 3– Tấm ngăn hồ quang bằng thủy tinh hữu cơ; 4– Lưỡi dao có cung dập hồ quang; 5– Cầu chì; 6 và 7– Các tiếp điểm tĩnh (má tĩnh) và động (má động).



Hình 8.7. Cấu trúc tủ máy cắt phụ tải loại SM–6.

1– Dao cắt tải; 2– Cầu chì;
3– Thanh cái cấp điện vào;
4– Hộp điều khiển; 5– Khung vỏ tủ;
6– Cáp đầu ra.

8.3.4.3. Chọn và kiểm tra máy cắt phụ tải

Việc chọn và kiểm tra máy cắt phụ tải được thực hiện theo các công thức nêu trong bảng 8.4.

BẢNG 8.4. CHỌN VÀ KIỂM TRA MÁY CẮT PHỤ TẢI

Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Điện áp định mức máy cắt phụ tải $U_{dm,MC}$, kV	$U_{dm,MC} = U_{dmL}$
Dòng điện định mức máy cắt tải không tự động $I_{dm,MC}$, A	$I_{dm,MC} \geq I_{lv,max}$
Dòng điện ngắn mạch xung kích cho phép của máy cắt phụ tải, kA	$i_{odđ} \geq i_{xk,tt}$
Trị số hiệu dụng lớn nhất cho phép của dòng điện ngắn mạch toàn phần của máy cắt phụ tải $I_{odđ,KA}$	$I_{odđnh} \geq I_{xk,tt}$
Dòng điện độ bền nhiệt $I_{odđnh}$ sau thời gian $t_{odđnh}$ nếu máy cắt phụ tải chỉ cắt dòng điện làm việc, không có cầu chì, kA	$I_{odđnh} \geq I_x \sqrt{\frac{t_{qd}}{t_{odđnh}}}$
Dòng điện định mức cầu chì, A	$I_{dmcc} \geq I_{lv,max}$
Dòng điện cắt định mức cầu chì, kA	$I_{cắtdm} \geq I''$
Công suất cắt định mức cầu chì, kVA	$S_{cắtdm} \geq S''$

8.3.5. Lựa chọn và kiểm tra áp tô mát

8.3.5.1. Nhiệm vụ của áp tô mát

Áp tô mát là thiết bị đóng cắt hạ áp dùng trong lưới điện phân xưởng của các xí nghiệp công nghiệp và dùng trong các lưới điện sinh hoạt dân dụng.

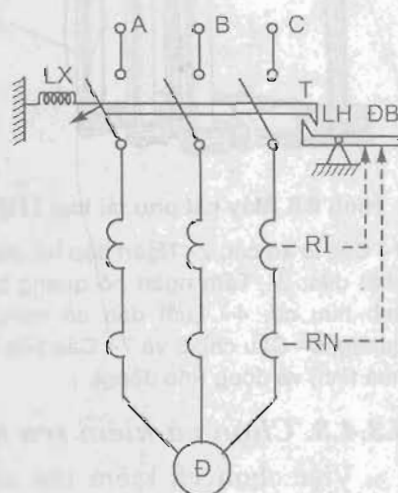
Nhiệm vụ của áp tô mát là đóng cắt dòng điện phụ tải và có khả năng đóng cắt được cả dòng ngắn mạch tương tự như lưới cắt điện trong lưới điện cao áp.

Phần lớn các áp tô mát có khả năng cắt tự động khi có dòng điện quá tải và dòng ngắn mạch chạy qua áp tô mát. Khả năng đóng tự động chỉ có ở những áp tô mát có dòng điện định mức lớn $I_{dmA} \geq 1000A$, do kết cấu công kênh vì phải có động cơ điện căng lò xo dự trữ thế năng cho việc đóng.

8.3.5.2. Cấu tạo của áp tô mát

Áp tô mát gồm có tiếp điểm chính dùng cho mạch lực có khả năng chịu đựng được tác động của hồ quang điện; cơ cấu dập hồ quang gồm các lá bằng đồng dùng để hấp thu nhiệt và tản nhiệt để làm nguội tia hồ quang hoặc làm bằng các lá thép non có từ tính khi có dòng điện chạy qua áp tô mát dùng để hút xé tia hồ quang vào các khe nhỏ làm nguội và dập tắt tia hồ quang; thanh truyền động T, lò xo cắt (LX), chất ly hợp (LH) và cơ cấu đòn bẩy (ĐB).

Ngoài ra, trong áp tô mát còn bố trí cuộn cắt điện từ (RI) và rơ le nhiệt (RN) là các rơ le tác động trực tiếp (thúc chốt) để mở chốt ly hợp, cắt áp tô mát khi quá tải và ngắn mạch. Các rơ le này có thể bố trí trên cả ba pha khi phụ tải không đối xứng hoặc bố trí trên hai pha khi phụ tải đối xứng. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo áp tô mát nêu trên hình 8.8.



Hình 8.8. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo của áp tô mát

8.3.5.3. Chọn và kiểm tra áp tô mát

Áp tô mát được chọn theo dòng điện định mức I_{dmA} , điện áp định mức U_{dmA} và được kiểm tra về ổn định lực điện động, ổn định nhiệt theo dòng ngắn mạch cũng như khả năng cắt tương tự như máy cắt điện. Việc lựa chọn và kiểm tra áp tô mát được tiến hành theo các công thức nêu trong bảng 8.5.

BẢNG 8.5. CHỌN VÀ KIỂM TRA ÁP TÔ MÁT

Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Điện áp định mức áp tô mát U_{dmA} , kV	$U_{dmA} \geq U_{dml}$
Dòng điện định mức áp tô mát I_{dmA} , A	$I_{dmA} \geq I_{lv \max}$
Dòng điện ổn định lực điện động cho phép của áp tô mát, $I_{ổđđA}$, kA	$I_{ổđđA} \geq I_{kk II}$
Dòng điện ổn định nhiệt cho phép của áp tô mát, $I_{ổđnhA}$, kA	$I_{ổđnhA} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{qd}}{t_{ổđnh}}}$
Dòng điện cắt định mức cho phép của áp tô mát, $I_{cắtdmA}$, kA	$I_{cắtdmA} \geq I''$

8.4. LỰA CHỌN VÀ KIỂM TRA SỨC CÁCH ĐIỆN

8.4.1. Sức đỡ

Sức đỡ làm nhiệm vụ kẹp giữ thanh góp, thanh dẫn các chi tiết các thiết bị, các phần tử có kết cấu cứng mang điện áp cần cách điện đối với đất hoặc với vỏ thiết bị.

Sức đỡ thanh góp có dạng nêu trên hình 8.9.

Sức đỡ được kiểm tra theo lực tác động phá hoại dòng điện ngắn mạch xung kích i_{xk} gây nên. Dạng lực tác động xấu nhất đối với sức đỡ là lực tạo nên mô men uốn lớn nhất vì sức đỡ chịu uốn kém hơn chịu các lực kéo nén.

Lực phá hoại F_{ph} đối với các sức đỡ do các nhà chế tạo cho, ví dụ, đối với các sức đỡ do Nga (Liên Xô cũ) sản xuất có các cấp chịu lực phá hoại sau:

Cấp A – 375kG,

Cấp C – 1250kG,

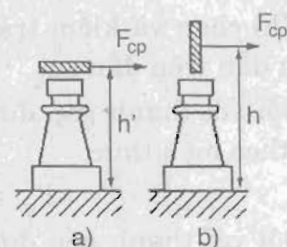
Cấp B – 750kG,

Cấp D – 2000kG.

Lực phá hoại cho phép F_{cp} được xác định theo biểu thức sau:

$$F_{cp} = 0,6 F_{ph} \quad (8.17)$$

Trong đó: 0,6 – hệ số dự trữ bền.



Hình 8.9. Cách bố trí thanh dẫn.

F – hướng tác dụng của lực uốn cong;
 h và h' – cánh tay đòn của lực F .

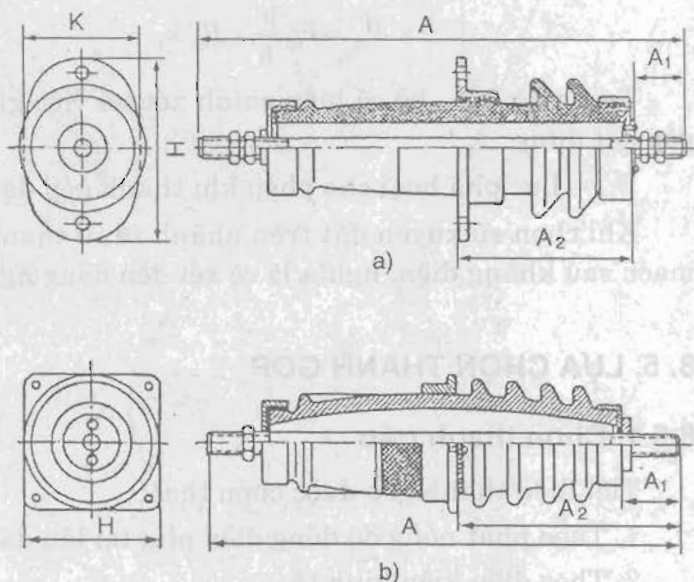
8.4.2. Sức xuyên và sứ đầu ra

Sứ xuyên có phần lõi dẫn điện làm nhiệm vụ cách điện đối với đất hoặc vỏ thiết bị và làm nhiệm vụ dẫn điện khi phải đi xuyên qua các vách ngăn nhà, tường nhà, vách ngăn cách và nắp đậy của các thiết bị điện.

Sứ xuyên được chọn và kiểm tra như sứ đỡ. Ngoài ra, đối với sứ xuyên còn cần phải kiểm tra thêm theo điều kiện về ổn định nhiệt do tác động của dòng ngắn mạch duy trì chạy qua phần lõi dẫn điện của sứ.

Về cấu tạo, sứ xuyên có các dạng nêu trên hình 8.10.

Sứ xuyên cũng như sứ đứng, nhà chế tạo cho các cấp lực phá hoại A, B, C, D.



Hình 8.10. Sứ xuyên lắp đặt ngoài trời do Nga (Liên Xô cũ) sản xuất.

a) Loại ПНБ; b) ПНВ

8.4.3. Chọn và kiểm tra sứ cách điện

Việc lựa chọn và kiểm tra sứ đỡ và sứ xuyên được tiến hành theo các công thức nêu trong bảng 8.6.

Khi chọn và kiểm tra sứ cần thiết phải xét tới phương pháp lắp đặt thanh góp, thanh dẫn trên đầu sứ.

Đối với thanh góp được lắp đặt theo hình 8.9a, lực phá hoại cho phép được xác định theo biểu thức:

$$F_{cp} = 0,6 F_{ph}$$

Đối với thanh góp được lắp đặt theo hình 8.9b, lực phá hoại cho phép được xác định theo biểu thức:

BẢNG 8.6. CHỌN VÀ KIỂM TRA SỨ CÁCH ĐIỆN

Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Điện áp định mức của sứ U_{dms} , kV	$U_{dms} \geq U_{dmL}$
Dòng điện định mức của sứ xuyên và sứ đầu ra I_{dms} A	$I_{dms} \geq I_{lv, max}$
Lực cho phép tác động trên đầu sứ F_{cp} , kG	$F'_{cp} \geq F_{tt}$ trong đó $F_{tt} = 1,76 \cdot 10^{-2} k_{tt} \cdot \frac{l}{a}$ và $F'_{cp} = h F_{cp}$
Dòng điện độ bền nhiệt cho phép của sứ xuyên và sứ đầu ra $I_{đb, nh}$, kA	$I_{đb, nh} \geq I_{\infty}$

Ký hiệu: U_{dms} – điện áp định mức của sứ, cho phép tăng 15% trong chế độ làm việc lâu dài.

U_{dmL} – điện áp định mức của lưới điện tại nơi đặt sứ; F_{cp} – lực tác dụng cho phép trên đầu sứ; $F_{cp} = 0,6 F_{ph}$; F_{tt} – lực tính toán tác dụng trên đầu sứ do dòng điện ngắn mạch gây ra; k_{tt} – hệ số hiệu chỉnh xét tới việc bố trí thanh dẫn trên đầu sứ.

$$F'_{cp} = F_{cp} \frac{h'}{h} = F_{cp} \cdot k_h \quad (8.18)$$

Trong đó: k_h – hệ số hiệu chỉnh xét tới việc giảm lực phá hoại cho phép do thanh góp đặt đứng;

F'_{cp} – Lực phá hoại cho phép khi thanh góp đặt đứng, $F'_{cp} < F_{cp}$.

Khi chọn sứ xuyên đặt trên nhánh rẽ từ thanh góp cần tính toán theo dòng ngắn mạch sau kháng điện, nghĩa là có xét đến dòng ngắn mạch bị hạn chế bởi điện kháng.

8. 5. LỰA CHỌN THANH GÓP

8.5.1. Chọn thanh góp

Tiết diện thanh góp được chọn theo:

1. Theo phát nóng do dòng điện phụ tải lâu dài lớn nhất chạy qua thanh góp.
2. Theo điều kiện kinh tế.

Dòng điện cho phép lâu dài của thanh góp hình chữ nhật được xác định theo biểu thức:

$$I'_{cp} = k_1 k_2 k_3 I_{cp} \quad (8.19)$$

Trong đó: I_{cp} – dòng điện cho phép lâu dài đối với mỗi thanh khi nhiệt độ của thanh góp $\theta_{TG} = + 70^{\circ}\text{C}$, nhiệt độ của môi trường xung quanh $\theta_{mt} = +25^{\circ}\text{C}$ và thanh góp đặt đứng có điều kiện tản nhiệt tốt nhất.

k_1 – hệ số hiệu chỉnh khi thanh góp đặt nằm ngang, $k_1 = 0,95$;

k_2 – hệ số hiệu chỉnh khi có nhiều thanh trong một pha;

k_3 – hệ số hiệu chỉnh đối với thanh khi nhiệt độ môi trường khác 25°C (xem chương 6, phần chọn thanh dẫn).

I'_{cp} – dòng điện lâu dài cho phép sau khi đã hiệu chỉnh.

8.5.2. Kiểm tra thanh góp

Các thanh góp được kiểm tra:

– Về ổn định lực điện động đối với dòng ngắn mạch và các lực cơ học bổ sung thêm do sự xuất hiện trong góp các dao động bản thân (cộng hưởng cơ học);

– Về ổn định nhiệt đối với dòng điện ngắn mạch.

Việc lựa chọn và kiểm tra thanh góp được tiến hành theo các công thức nêu trong bảng 8.7.

BẢNG 8.7. CÔNG THỨC CHỌN VÀ KIỂM TRA THANH DẪN THEO ĐỘ BỀN NHIỆT

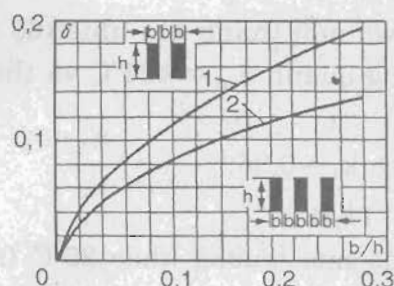
Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Dòng điện, A	$I_{qd} \geq I_u$
Ứng suất cho phép của thanh dẫn đặt đứng, kg/cm^2	
Thanh dẫn đơn	$\sigma_{cp} \geq \frac{\Pi^2}{10W}$
Thanh dẫn ghép	$\sigma_{cp} \geq \frac{\Pi^2}{10W} + \frac{f_1 l_1^2}{2hb^2}$
Khoảng cách giữa các miếng đệm của thanh dẫn ghép l_1 , cm	$l_1 \geq \lambda b \sqrt{\frac{h}{f_1}}$
Tiết diện thanh dẫn theo điều kiện độ bền nhiệt S_{min} , mm^2	$S_{min} = \alpha I_x \sqrt{t_{qd}}$

Ký hiệu: t_{qd} – thời gian quy đổi, s; W – mômen chống uốn, cm^3 ; l – khoảng cách giữa các sứ đỡ dọc theo trục của thanh dẫn, cm; l_1 – khoảng cách giữa các miếng đệm của thanh dẫn ghép, cm; α – hệ số nhiệt; λ – hệ số (xem bảng 8.8); h – kích thước tiết diện ngang lớn nhất của thanh dẫn, cm; f và f_1 – lực tác dụng riêng giữa các pha và giữa các thanh dẫn trong cùng pha, xác định theo biểu thức:

$$f = 1,76 \cdot 10^{-2} i_{ak}^2 \frac{1}{a}, \text{kg/cm}$$

$$f_1 = \delta \frac{i_{ak}^2 \cdot 10^{-2}}{b}, \text{kg/cm}$$

Trong đó: δ – hệ số xác định theo đường cong trên hình 8.11; a – khoảng cách giữa các trục thanh dẫn, cm; b – khoảng cách giữa các thanh dẫn trong cùng một pha khi thanh dẫn ghép, cm; i_{ak} dòng điện ngắn mạch xung kích, kA.



Hình 8.11. Đường cong để xác định hệ số δ .
1– Thanh dẫn ghép hai thanh; 2– Thanh dẫn ghép ba thanh.

BẢNG 8.8. GIÁ TRỊ HỆ SỐ λ

Vật liệu	Giá trị hệ số λ khi số thanh ghép	
	2	3
Đồng	65	77
Nhôm	57	68
Thép	76	90

Việc lựa chọn thanh góp tương tự như lựa chọn thanh dẫn đã được trình bày trong chương VI.

8.6. LỰA CHỌN KHÁNG ĐIỆN ĐƠN

Kháng điện được dùng để hạn chế dòng điện ngắn mạch.

Kháng điện thường được đặt trong các nhà máy điện, trong các trạm biến áp trung gian có công suất lớn của các khu vực hoặc trong các nhà máy luyện kim...

Kháng điện được chọn theo điều kiện làm việc lâu dài; nghĩa là lựa chọn theo điện áp định mức của kháng điện U_{dmk} ; dòng điện định mức I_{dmk} và giá trị điện kháng của kháng điện trong hệ đơn vị tương đối định mức $X_k\%$.

Kháng điện được chọn cần phải kiểm tra về ổn định lực điện động cũng như ổn định nhiệt đối với dòng điện ngắn mạch.

Dòng điện định mức của kháng điện được xác định theo các điều kiện làm việc cưỡng bức theo chế độ của mạch, nghĩa là theo dòng điện phụ tải lâu dài lớn nhất có thể có.

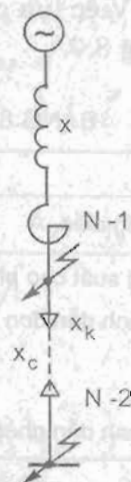
Ví dụ, đối với mạch 2 đường dây làm việc song song khi cắt một đường dây hoặc khi quá tải do xét tới khả năng dự trữ trong lưới điện hạ áp.

Khi chọn điện kháng của kháng điện cần xuất phát từ các điều kiện kinh tế để chọn giá trị điện kháng hạn chế dòng ngắn mạch một cách hợp lý.

Mức hạn chế dòng ngắn mạch cần thiết khi xảy ra ngắn mạch sau kháng điện được xác định bởi các thông số của các thiết bị tham gia cắt dòng điện ngắn mạch trong các trạm phân phối của các nhà máy điện và các trạm biến áp hoặc tiết điện của cáp cần phải đảm bảo ổn định nhiệt cho các thiết bị này được đảm bảo bằng cách đặt kháng điện.

Sơ đồ đặt kháng điện để hạn chế dòng ngắn mạch nêu trên hình 8.12. Sau khi lựa chọn điện áp định mức và dòng điện định mức cho kháng điện cần xác định điện kháng của kháng điện.

Khi đã biết máy cắt điện được đặt sau kháng điện, điện kháng của kháng điện được chọn xuất phát từ điều kiện là khi ngắn mạch xảy ra sau kháng điện, dòng điện ngắn mạch siêu quá độ không được vượt quá dòng điện cắt của máy cắt. Khi đó điện



Hình 8.12. Sơ đồ giải thích tác dụng hạn chế dòng điện ngắn mạch của kháng điện.

kháng yêu cầu đối với điểm ngắn mạch N_2 trong hệ đơn vị tương đối X_Σ với dòng điện cơ bản I_{cb} sẽ được xác định theo biểu thức:

$$X_\Sigma = X_H + X_K \geq \frac{I_{ch}}{I_{caldmMC}} \quad \text{hoặc} \quad X_\Sigma \geq \frac{S_{ch}}{S_{caldmMC}} \quad (8.20)$$

Điện kháng tìm được tính theo phần trăm với điện áp định mức U_{dmK} và dòng điện định mức I_{dmK} của nó và không xét tới điện kháng của cáp ($x_c \approx 0$) được xác định từ biểu thức:

$$X_K\% = (X_\Sigma - X_H) \frac{I_{dmK} U_{dmL}}{I_{ch} U_{dmK}} \cdot 100, \% \quad (8.21)$$

Trong đó:

U_{dmL} – điện áp định mức trung bình của lưới điện, nơi kháng điện được chọn.

I_{cb} – dòng điện cơ bản ở cấp điện áp đó.

X_H – điện kháng tương đối tổng của hệ thống tới trước kháng điện được quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản.

Theo catalog chọn kháng điện tiêu chuẩn có giá trị điện kháng gần nhất lớn hơn điện kháng tính toán được.

Sau khi chọn kháng điện cần xác định tổn thất điện áp ở chế độ định mức và giá trị điện áp dư trên thanh góp khi ngắn mạch sau kháng điện. Tổn thất điện áp trong chế độ làm việc lâu dài đối với kháng điện đơn được xác định theo biểu thức:

$$\Delta U\% = X_K\% \cdot \frac{I_{lv}}{I_{dmK}} \cdot \sin \varphi \quad (8.22)$$

Điện áp dư trên thanh góp khi ngắn mạch sau kháng điện được xác định theo biểu thức:

$$U_{dư}\% = X_K\% \frac{I_{N-2}}{I_{dmK}} \quad (8.23)$$

Trong đó, I_{N-2} – giá trị dòng điện ngắn mạch duy trì khi xảy ra hư hỏng sau kháng điện.

Nếu như điện áp dư có giá trị nhỏ hơn $U_{dưcp}$, điện áp dư cho phép được lấy bằng $0,6U_{dm}$ (trong trường hợp, khi không có các yêu cầu đặc biệt về giá trị $U_{dưcp}$) cần tiến hành tính toán lại điện kháng của kháng điện theo biểu thức:

$$X_{K(dm)} = \frac{U_{dưcp} \cdot X_H \cdot I_{dmK} \cdot U_{dmL}}{(1 - U_{dưcp}) \cdot I_{cp} \cdot U_{dmK}} \quad (8.24)$$

Trong đó: U_{dmK} – điện áp định mức của kháng điện, kV.

U_{dmL} – điện áp định mức trung bình của lưới ở cấp điện áp ở nơi tiến hành tính ngắn mạch; kV.

X_H – điện kháng tương đối của hệ thống tới trước kháng điện được quy đổi về hệ đơn vị tương đối cơ bản.

I_{dmK} – dòng điện định mức của kháng điện, A.

$X_{K(dm)}$ – điện kháng tương đối quy về hệ đơn vị tương đối định mức (điện kháng định mức của kháng điện).

Để nhận được điện kháng của kháng điện tính theo đơn vị phần trăm cần dùng biểu thức:

$$X_k \% = X_{*k} (dm) \cdot 100, \% \quad (8.25)$$

Theo giá trị $X_k \%$ chọn kháng điện tiêu chuẩn có giá trị điện kháng gần nhất lớn hơn.

Kháng điện được chọn cần kiểm tra về ổn định lực điện động và ổn định nhiệt khi có dòng điện ngắn mạch chạy qua.

Ổn định lực điện động của kháng điện được giới hạn theo điều kiện:

$$i_{\text{đđk}} \geq i_{\text{xktt}}$$

Trong đó: i_{xktt} – dòng điện ngắn mạch xung kích khi ngắn mạch ba pha sau kháng điện;

$i_{\text{đđk}}$ – dòng điện ổn định động của kháng điện, nghĩa là dòng điện lớn nhất (giá trị biên độ) đi qua kháng điện không làm biến dạng các vòng dây của kháng điện.

Ổn định nhiệt của kháng điện được đặc trưng bởi số liệu nhà chế tạo cho $I_{\text{đđnh}} \cdot \sqrt{t_{\text{đđnh}}}$, vì vậy điều kiện ổn định nhiệt của kháng điện có dạng:

$$I_{\text{đđnh}} \sqrt{t_{\text{đđnh}}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_{\text{qd}}} \quad \text{hoặc} \quad I_{\text{đđnh}} \sqrt{t_{\text{đđnh}}} \geq \sqrt{B_N}, \text{ kA} \cdot \text{s}^{\frac{1}{2}} \quad (8.26)$$

Trong đó: t_{qd} – thời gian quy đổi, s ;

I_{∞} – dòng ngắn mạch duy trì khi ngắn mạch sau kháng điện, kA;

B_N – trị số xung nhiệt của dòng ngắn mạch, đặc trưng cho nhiệt lượng sinh ra trong kháng điện trong thời gian ngắn mạch.

Ổn định nhiệt của các kháng điện rất cao. Việc kiểm tra về ổn định nhiệt chỉ cần thiết đối với các kháng điện có điện kháng tương đối nhỏ và thời gian ngắn mạch lớn.

Kháng điện được chọn và kiểm tra theo các công thức nêu trong bảng 8.9.

BẢNG 8. 9. CHỌN VÀ KIỂM TRA KHÁNG ĐIỆN ĐỂ HẠN CHẾ DÒNG ĐIỆN NGẮN MẠCH

Đại lượng kiểm tra	Công thức
Điện áp danh định $U_{\text{đđk}}, \text{ kV}$	$U_{\text{đđk}} = U_{\text{đđtrb}}$
Dòng điện danh định $I_{\text{đđk}}, \text{ kA}$	$I_{\text{đđk}} \geq I_{\text{đđtrb}}$
Điện kháng danh định của kháng điện $x_{* \text{đđk}}$, trong hệ đơn vị tương đối: Theo dòng điện cho phép lớn nhất khi ngắn mạch sau kháng điện. Theo điện áp dư nhỏ nhất, trước kháng điện (trên thanh cái thiết bị phân phối)	$x_{* \text{đđk}} \geq (x_{\text{cp}} - x_{\text{tt}}) \geq \frac{I_{\text{đđk}} U_{\text{đđtrb}}}{I_{\text{ch}} U_{\text{đđk}}}$ $x_{* \text{đđk}} \geq \frac{U_{\text{dư, cp}} I_{\text{đđk}} U_{\text{đđtrb}}}{(1 - U_{\text{dư, ch}}) I_{\Sigma} U_{\text{đđk}}}$
Dòng điện theo độ bền nhiệt 5s, kA	$I_{5, \text{đđk}} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{qd}}}{5}}$

Ký hiệu: $I_{\text{đđk}}$ – dòng điện danh định của kháng điện, kA; $U_{\text{đđk}}$ – điện áp danh định của kháng điện, kV; $U_{\text{đđtrb}}$ – điện áp danh định làm việc của trang bị, kV; x_{cp} – điện kháng tính toán (tương đối) cho phép lớn nhất của mạch điện ngắn mạch, kể cả điện kháng của kháng điện (giá trị x_{cp} tìm theo đường cong tính toán, xuất phát từ bội số cho phép lớn nhất của dòng điện ngắn mạch K_{cp}); x_{tt} điện kháng tính toán (tương đối) thực tế tính đến kháng điện; I_{Σ} – dòng điện danh định tổng quy đổi của tất cả các nguồn cung cấp cho nơi ngắn mạch, kA; $U_{\text{dư, cp}}$ điện áp dư cho phép trên thanh cái thiết bị phân phối tính bằng phần trăm của điện áp danh định (khi không có yêu cầu đặc biệt $U_{\text{dư, cp}} = 0,6 U_{\text{đđtrb}}$).

Chú thích: Có thể dùng các công thức nêu trên với thời gian tác dụng khác nhau của dòng điện ngắn mạch. Nếu kháng điện chọn theo giá trị ban đầu của thành phần chu kỳ dòng điện ngắn mạch và trong hệ thống các máy phát nhiệt điện chiếm ưu thế thì có thể dùng các công thức sau đây:

$$X_{dd,K} \geq \left(\frac{1}{I_{cp}} - \frac{1}{I''_{thực}} \right) \frac{I_{dd,K} U_{dd,trb}}{U_{dd,K}} \quad \text{hoặc} \quad X_{dd,K} \geq \frac{U_{du,ep}}{1 - U_{du,ep}} \frac{I_{dd,K} U_{dd,trb}}{I''_{thực} U_{dd,K}}$$

Trong đó $I''_{thực}$ – giá trị ban đầu thực tế của thành phần chu kỳ dòng điện ngắn mạch với giả thiết chưa có kháng điện tại đó.

8.7. LỰA CHỌN CÁC THIẾT BỊ PHỤC VỤ ĐO LƯỜNG

8.7.1. Lựa chọn và kiểm tra máy biến dòng điện

8.7.1.1. Nhiệm vụ của máy biến dòng điện (BI)

Máy biến dòng điện làm nhiệm vụ biến đổi dòng điện sơ cấp bất kỳ I_1 sang dòng điện thứ cấp chuẩn hoá I_2 để phục vụ cho các đồng hồ đo, rơ le và các thiết bị tự động hoá.

Dòng điện thứ cấp được chuẩn hoá có hai giá trị:

- $I_2 = 5A$ phục vụ cho các đồng hồ đo và rơ le có cơ cấu điện từ.
- $I_2 = 1A$ phục vụ cho các đồng hồ đo và rơ le kỹ thuật số.

Ngoài ra máy biến dòng còn làm nhiệm vụ cô lập mạch điện nhất thứ (mạch lực) có điện áp cao với mạch nhị thứ (mạch của các thiết bị đo lường, rơ le và tự động hóa) có điện áp thấp để đảm bảo an toàn cho người và các thiết bị đo lường điều khiển.

8.7.1.2. Cấu tạo của máy biến dòng

Về mặt cấu tạo, máy biến dòng gồm có lõi sắt, một cuộn dây sơ cấp và một hai cuộn dây thứ cấp với các cấp chính xác khác nhau.

Máy biến dòng được mắc nối tiếp với mạch dòng điện nên số vòng dây cuộn sơ cấp w_1 rất ít (một hoặc vài vòng). Số vòng dây cuộn thứ cấp w_2 nhiều hơn nhiều.

Máy biến dòng làm việc dựa trên định luật bảo toàn sức từ động F , nghĩa là: $F_1 = F_2$

$$I_1 w_1 = I_2 w_2 \quad (8.27)$$

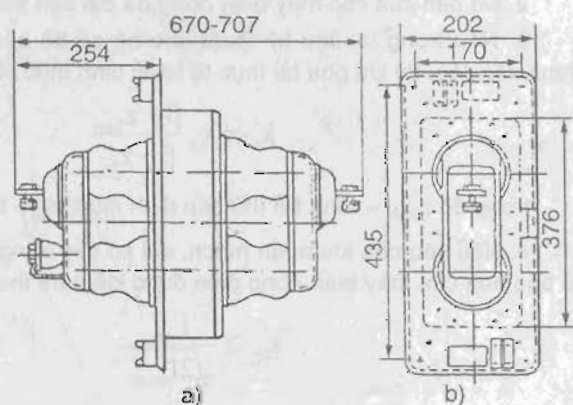
Tỷ số biến của máy biến dòng:

$$n_{BI} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{w_2}{w_1} \quad (8.28)$$

Do lõi sắt của máy biến dòng nhỏ nên dễ bị bão hoà từ.

Để đo lường được chính xác, các đồng hồ và rơ le phải làm việc trong vùng tuyến tính của đường đặc tính từ hoá.

Hình dạng cấu trúc của máy biến dòng ТПФ do Nga (Liên Xô cũ) sản xuất nêu trên hình 8.13.



Hình 8.13. Dạng cấu trúc của máy biến dòng ТПФ
a) Mặt bên; b) Mặt trước.

8.7.1.3. Chọn và kiểm tra máy biến dòng điện

Các máy biến dòng điện được chọn theo dòng điện định mức I_{dm} , điện áp định mức U_{dm} sơ cấp, phụ tải mạch thứ cấp đảm bảo sai số nằm trong giới hạn cho phép theo cấp chính xác.

Các máy biến dòng được kiểm tra về ổn định lực điện động và ổn định nhiệt đối với dòng điện ngắn mạch.

Các tiêu chuẩn chọn và kiểm tra máy biến dòng nêu trong bảng 8. 10.

BẢNG 8.10. CHỌN VÀ KIỂM TRA MÁY BIẾN DÒNG

Dại lượng kiểm tra	Công thức
Dòng điện sơ cấp định mức $I_{dm\ B1}$, A	$I_{dmB1} \geq I_{Vmax}$
Điện áp định mức $U_{dm\ B1}$, kV	$U_{dmB1} \geq U_{dmL}$
Phụ tải cuộn thứ cấp S_{2dm} VA	$S_{2dm} \geq S_{2tt}$
Hệ số độ bền điện động trong của máy biến dòng, k_d	$k_d \geq \frac{i_{xkt}}{\sqrt{2I_{dmB1}}}$
Lực cho phép trên đầu sứ máy biến dòng từ phía cuối I_2 (độ bền điện động ngoài), kG	$F_d \geq 0,88.10^{-2} \frac{i_{xkt}^2}{a}$
Hệ số độ bền nhiệt một giây	$k_{nh} \geq \frac{I_x \sqrt{t_{qcl}}}{I_{dmB1} \sqrt{t_{\alpha nh}}}$

Ký hiệu: $i_{xk, tt}$ – dòng điện ngắn mạch xung kích, kA; I_{x0} – dòng điện ngắn mạch duy trì, kA; t_{qd} – thời gian ngắn mạch quy đổi, s; $I_{dm\ B1}$ dòng điện định mức sơ cấp của máy biến dòng, kA; a – khoảng cách giữa các trục pha, cm; l – khoảng cách từ máy biến dòng đến sứ gần nhất từ phía cuối L_2 , cm.

Chú thích:

1. Độ bền điện động trong và ngoài của máy biến dòng loại **ТНIOФ** được kiểm tra theo công thức sau:

$$k_d \geq \frac{\sqrt{20} i_{xk, tt}}{a I_{dmB1}}$$

2. Độ bền của các máy biến dòng đã đặt sẵn trong máy cắt điện không cần kiểm tra.

3. Nếu trong tài liệu kỹ thuật cho hệ số độ bền điện động ứng với phụ tải thứ cấp định mức có cấp chính xác cao, thì khi phụ tải thực tế khác định mức phải hiệu chỉnh theo biểu thức sau:

$$k'_d = k_d \frac{\beta + z_{2dm}}{\beta + z_{2tt}}$$

trong đó z_{2dm} – tổng trở thứ cấp định mức; z_{2tt} – tổng trở thực tế của mạch thứ cấp; β – hệ số xác định.

4. Nếu yêu cầu khi ngắn mạch, sai số các dụng cụ đo hoặc các rơ le không được vượt quá 10% thì hệ số bảo hoà của máy biến dòng điện được kiểm tra theo công thức:

$$k_{bh} \geq \frac{i_{xkt}}{\sqrt{2I_{dmB1}}}$$

a) Chọn máy biến dòng

Các máy biến dòng được chọn theo:

$$I_{dm\ BI} \geq I_{lvmax}$$

$$U_{dm\ BI} \geq U_{dm\ L}$$

$$S_{2\ dm\ BI} \geq S_{2tt}$$

Trong đó: $S_{2dm\ BI}$ – phụ tải định mức cho phép của cuộn thứ cấp máy biến dòng, VA;

S_{2tt} – phụ tải tính toán của cuộn dây thứ cấp máy biến dòng ở chế độ làm việc định mức, VA.

Phụ tải thứ cấp của mạch thứ cấp máy biến dòng bằng:

$$S_{2tt} = I_{2dm}^2 \cdot Z_{2dm} \quad (8.29)$$

Trong đó: I_{2dm} – dòng điện định mức của cuộn dây thứ cấp.

Z_{2dm} – tổng trở toàn phần cho phép của mạch ngoài.

$$Z_{2dm} \approx \sum r_{dh} + r_{cp} + r_{tx} \quad (8.30)$$

$\sum r_{dh}$ – tổng điện trở của các cuộn dây đồng hồ và rơ le mắc nối tiếp.

r_{cp} – điện trở cho phép của các dây dẫn nối.

r_{tx} – điện trở tiếp xúc (trong tính toán thường lấy $r_{tx} = 0,1 \Omega$).

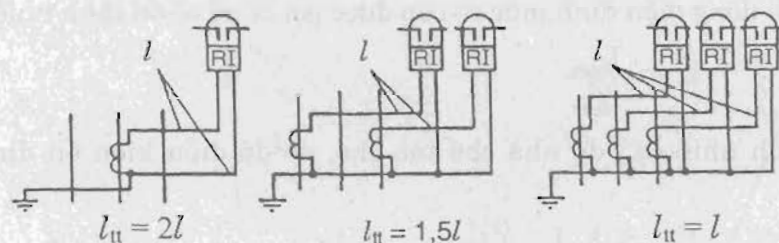
Tiết diện nhỏ nhất cần thiết của các đường dây dẫn nối s_{tt} (tính toán) bằng:

$$s_{tt} = \frac{\rho l_{tt}}{r_{cp}}$$

Trong đó: l_{tt} – độ dài tính toán của các dây dẫn nối.

ρ – điện trở suất của dây dẫn nối.

Độ dài tính toán của dây dẫn nối được xác định phụ thuộc vào sơ đồ mắc đồng hồ và rơ le (hình 8.14).



Hình 8.14. Các phương án nối rơ le dòng điện (hoặc các dụng cụ đo tương ứng) để xác định chiều dài tính toán khi đặt máy biến dòng.

Khi sơ đồ mắc hình sao hoàn toàn $l_{tt} = 1$, khi sơ đồ nối sao không hoàn toàn $l_{tt} = 1,5l$ còn khi mắc một máy biến dòng $l_{tt} = 2l$, trong đó: l – chiều dài dây dẫn nối từ máy biến dòng tới các đồng hồ hoặc rơ le.

Tiết diện nhỏ nhất của dây dẫn nối không được nhỏ hơn $1,5 \text{ mm}^2$ đối với dây đồng và $2,5 \text{ mm}^2$ đối với dây nhôm.

b) Kiểm tra máy biến dòng điện

Máy biến dòng điện cần kiểm tra về:

– Ổn định lực điện động:

Ổn định lực điện động của các máy biến dòng được đặc trưng bởi tỷ số của dòng

ổn định dòng định mức $i_{\text{đđ}}$ với giá trị biên độ của dòng định mức sơ cấp, tỷ số này được gọi là hệ số ổn định dòng bên trong k_d

$$k_d = \frac{i_{\text{đđ}}}{\sqrt{2}I_{\text{đmBI}}} \quad (8.31)$$

Hệ số này nhà chế tạo cho. Do đó, điều kiện kiểm tra máy biến dòng về mặt ổn định lực điện động được viết dưới dạng:

$$i_{\text{xkt}} \leq k_d \sqrt{2}I_{\text{đmBI}} \quad (8.32)$$

Việc kiểm tra ổn định lực điện động bên ngoài của máy biến dòng điện được tiến hành bằng cách xác định và so sánh lực tính toán với lực cho phép tác động lên đầu sứ máy biến dòng theo hình 8.15

Ổn định lực điện động bên ngoài chỉ cần kiểm tra đối với các máy biến dòng thanh góp và máy biến dòng có nhiều vòng dây. Đối với các máy biến dòng có một vòng dây loại TΠΟΦ, ổn định lực điện

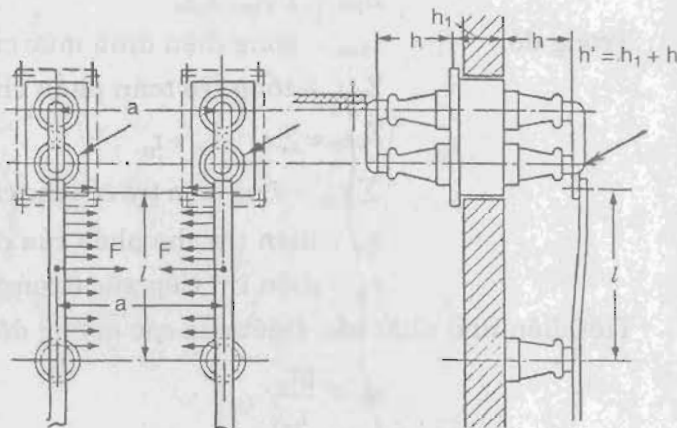
động bên trong và bên ngoài được tiến hành theo các công thức nêu trong bảng (8.10).

– Ổn định nhiệt của các máy biến dòng điện được đặc trưng bởi tỷ số giữa dòng điện ổn nhiệt – $I_{\text{ổnh}}$ với dòng điện định mức sơ cấp được gọi là hệ số ổn định nhiệt k_{nh} :

$$k_{\text{nh}} = \frac{I_{\text{ổnh}}}{I_{\text{đmBI}}} \quad (8.33)$$

Hệ số ổn định nhiệt k_{nh} do nhà chế tạo cho, do đó điều kiện ổn định nhiệt được xác định theo:

$$I_{\infty}^2 t_{\text{qd}} \leq (k_{\text{nh}} I_{\text{đmBI}})^2 t_{\text{ổnh}} \quad (8.34)$$



Hình 8.15. Sơ đồ lắp đặt máy biến dòng để tính ổn định lực điện động bên ngoài.

8.7.2. Lựa chọn và kiểm tra máy biến điện áp đo lường

8.7.2.1. Nhiệm vụ của máy biến điện áp (BU)

Máy biến điện áp làm nhiệm vụ biến đổi điện áp sơ cấp bất kỳ U_1 sang điện áp thứ cấp chuẩn hoá U_2 để phục vụ cho các thiết bị điều khiển và đo lường.

Điện áp thứ cấp chuẩn hoá U_2 có những giá trị sau:

– $U_2 = 100$ hoặc $110V$ – đối với máy biến điện áp 1 pha;

– $U_2 = 100/\sqrt{3}$ hoặc $100/\frac{110}{\sqrt{3}}$ – đối với máy biến điện áp 3 pha, 3 trụ, 2 cuộn dây

dấu Y_0/Y_0 .

$$- U_2 = 100 / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ hoặc } 110 / \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{110}{3} \text{ V} - \text{đối với máy biến điện áp 3 pha, 5 trụ,}$$

3 cuộn dây đầu $Y_0 / Y_0 / \Delta$.

Ngoài ra máy biến điện áp còn làm nhiệm vụ cô lập mạch nhất thứ (mạch lực) có điện áp cao với mạch nhị thứ (mạch đo lường và điều khiển) có điện áp thấp để đảm bảo an toàn cho các thiết bị mắc trong mạch nhị thứ và đảm bảo an toàn cho con người khi tiếp xúc với các thiết bị đo lường và điều khiển.

8.7.2.2. Cấu tạo của máy biến điện áp

Về mặt cấu tạo, máy biến điện áp cũng gồm có lõi sắt, 1 cuộn dây sơ cấp w_1 và 1 hoặc 2 cuộn dây thứ cấp w_2 .

Máy biến điện áp khác với máy biến dòng ở chỗ nó làm việc tuân thủ theo định luật bảo toàn năng lượng, nghĩa là:

$$S_1 = S_2$$

$$I_1 U_1 = I_2 U_2$$

Tỷ số biến của máy biến điện áp:

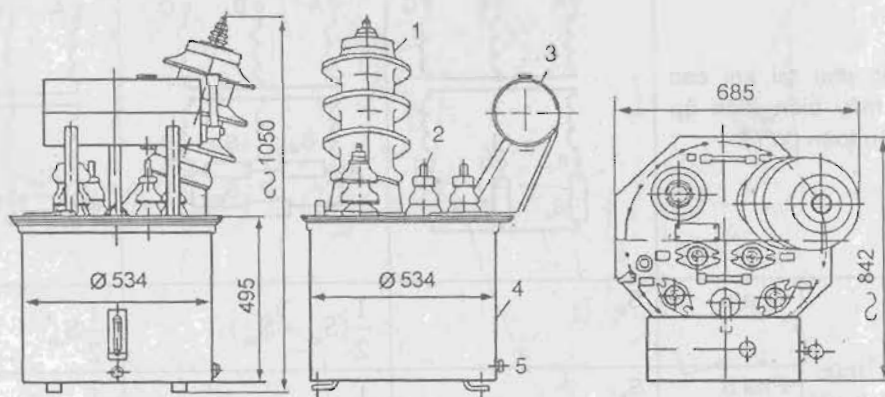
$$n_{Bu} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2}$$

Muốn đảm bảo được định luật bảo toàn năng lượng, kích thước lõi sắt của máy biến điện áp lớn để đảm bảo lõi sắt không bị bão hoà từ và phụ tải của máy biến điện áp làm việc trong vùng tuyến tính của đường đặc tính từ hoá.

Máy biến điện áp được mắc vào mạch song song với điện áp.

Máy biến điện áp có các loại: 1 pha; 3 pha 3 trụ; 3 pha 5 trụ 3 cuộn dây, cuộn dây thứ 3 nối tam giác hở để phát hiện dòng điện chạm đất 1 pha trong lưới có trung tính cách điện, còn 2 trụ phụ dùng để khép mạch từ thông thứ tự không.

Hình dạng cấu trúc của máy biến áp 1 pha 35kV và 110kV do Nga (Liên Xô cũ) chế tạo cho trên các hình 8.16 và 8.17.



Hình 8.16. Máy biến điện áp 1 pha loại HOM – 35

1– Đầu vào cao áp; 2– Đầu ra hạ áp; 3– Bình dẫn dầu; 4– Thùng máy; 5– Van xả dầu.

8.7.2.3. Chọn và kiểm tra máy biến điện áp

Máy biến điện áp được chọn theo điện áp định mức của mạch sơ cấp, cấp chính xác và sơ đồ nối các cuộn dây. Cấp chính xác được kiểm tra bằng cách so sánh phụ tải định mức của mạch thứ cấp với phụ tải thực tế của các đồng hồ đo được mắc vào mạch thứ cấp.

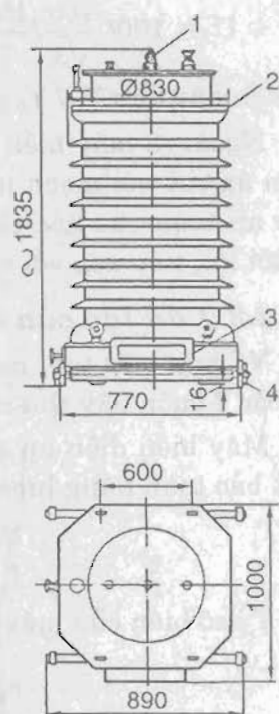
Để kiểm tra cách điện trong lưới có dòng ngắn mạch chạm đất nhỏ cần phải dùng máy biến điện áp 3 pha 5 trụ.

Nếu như sơ đồ nối các cuộn dây của máy biến điện áp phù hợp với sơ đồ nối các cuộn dây song song của các đồng hồ đo (ví dụ, oát mét), các công tơ vào hai máy biến điện áp một pha nối theo sơ đồ tam giác thiếu (nối hình chữ V) thì phụ tải trên mỗi pha được xác định một cách dễ dàng bằng cách lấy tổng phụ tải của tất cả các cuộn dây song song của các đồng hồ đo (rơ le):

$$S_{2tt} = \sqrt{(\sum P_{dh})^2 + (\sum Q_{dh})^2} \quad (8.34)$$

Nếu như sơ đồ nối các cuộn dây của các cuộn dây của máy biến điện áp và các cuộn điện áp của các đồng hồ đo khác nhau, thì phụ tải trên mỗi pha khó xác định. Trong trường hợp này thường tính phụ tải toàn bộ ba pha của tất cả của các đồng hồ đo rồi so sánh với phụ tải ba pha định mức của máy biến điện áp hoặc của nhóm ba máy biến điện áp một pha trong cấp chính xác đã cho.

Công thức tính phụ tải pha của máy biến điện áp khi sơ đồ nối các cuộn dây khác nhau cho trong bảng 8.11.



Hình 8.17 Máy biến điện áp 1 pha loại HK Ø – 110

- 1– Đầu vào cao áp; 2– Vỏ sứ cách điện; 3– Hộp cốt nối đầu ra hạ áp; 4– Bánh xe vận chuyển.

BẢNG 8.11. CHỌN VÀ KIỂM TRA MÁY BIẾN ĐIỆN ÁP THEO PHỤ TẢI CHO PHÉP

Sơ đồ mắc phụ tải khi các cuộn dây máy biến điện áp nối sao hoàn toàn (Y/Y).				
Các công thức tính phụ tải pha	Pha a	S_a	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{ac})$	$\frac{1}{2}S_{ab}$
	Pha b	S_b	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{bc})$	$\frac{1}{2}(S_{ab} + S_{bc})$
	Pha c	S_c	$\frac{1}{2}(S_{bc} + S_{ac})$	$\frac{1}{2}S_{bc}$

Sơ đồ mắc phụ tải khi các cuộn dây máy biến điện áp nối hình tam giác thiếu (V/V)				
Các công thức tính phụ tải pha	Pha ab	$S_a + \frac{1}{2} S_b$	$S_{ab} + \frac{1}{2} S_{ac}$	S_{ab}
	Pha bc	$S_c + \frac{1}{2} S_b$	$S_{bc} + \frac{1}{2} S_{ac}$	S_{bc}

Công suất định mức của máy biến điện áp S_{dmBU} được xác định theo:

1. Công suất của tất cả ba pha – đối với các máy biến điện áp nối theo sơ đồ hình sao;
2. Bằng hai lần công suất của máy biến điện áp một pha – đối với các máy biến điện áp nối theo sơ đồ tam giác thiếu.

Khi xác định phụ tải pha của các máy biến điện áp theo các công thức trong bảng (8.11) hoặc theo công thức (8.35) khi so sánh nó với phụ tải định mức thứ cấp của máy biến điện áp được chọn cần phải đảm bảo cấp chính xác cần thiết.

Do vậy, điều kiện kiểm tra các máy biến điện áp về sai số được thực hiện theo bất đẳng thức sau:

$$S_{tt} \leq S_{dmBU}$$

Công suất tiêu thụ của các cuộn dây điện áp của các đồng hồ đo và giá trị $\cos \varphi$ có thể lấy theo bảng 8.12.

BẢNG 8.12. CÔNG SUẤT TIÊU THỤ CỦA CÁC CUỘN ĐIỆN ÁP CỦA MỘT SỐ ĐỒNG HỒ VÀ RƠ LE

Tên đồng hồ và rơ le	Loại	Công suất tiêu thụ của đồng hồ rơ le, VA	$\cos \varphi$
Vôn mét điện từ	ЭН	4,7	1
Oát mét cảm ứng một và ba pha	ВІО và ВІТ	5	0,12
Var mét ba pha	ФДБ	1,6	1
Var mét một pha	ФДБ	0,93	1
Pha mét điện từ	ЭНФ	1,25	0,77
Pha mét điện từ	ФДБ	0,93	1
Công tơ tác dụng ba pha, cảm ứng	И	1,75	0,38
Công tơ phản kháng ba pha, cảm ứng	ІР	1,73	0,38
Đồng hồ tần số kiểu rung	ВУ	1,24	0,87
Đồng hồ tần số kiểu rung	ВБ	1,5	1
Oát mét hai phần tử	ФДД	1,79	1
Oát mét tự ghi	ФДСВБ	12,4	1

Oát mét	ФБСТ	8,3	1
Đồng hồ tần số	ЭЧ	25	1
Đồng bộ kế	ЭБС	1,5	0,87
Rơ le điện áp	ЭН	1,0	1,0
Rơ le điện áp	ИН	4,5	1
Rơ le công suất	ИМ – 143	3,0	0,3
Cuộn cắt điện áp cực tiểu	ПРБА	3,0	1,0

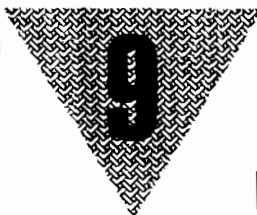
Tiết diện dây dẫn và cáp cung cấp cho mạch điện áp của các công tơ phải chọn sao cho tổn thất điện áp trong các mạch của chúng không được vượt quá 0,5% điện áp định mức.

Việc chọn và kiểm tra các máy biến điện áp được tiến hành theo bảng 8.13.

BẢNG 8.13. CHỌN VÀ KIỂM TRA MÁY BIẾN ĐIỆN ÁP THEO CẤP CHÍNH XÁC

Đại lượng chọn và kiểm tra	Công thức
Điện áp sơ cấp danh định $U_{dd, BU}, kV$	$U_{dd, BU} \geq U_{dd, trb}$
Loại và sơ đồ tổ nối dây	Phụ thuộc vào chức năng của máy biến áp
Phụ tải pha S_{2dd}, VA	$S_{2tt} \geq S_{2dd}$
Sai số $\Delta U, \%$	$\Delta U \leq \Delta U_{cp}$

Không cần kiểm tra ổn định lực điện động và ổn định nhiệt của các thiết bị và thanh dẫn trong mạch máy biến điện áp khi chúng được đặt trong một ngăn riêng.



TIẾT KIỂM ĐIỆN NĂNG BÙ CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG NÂNG CAO HỆ SỐ CÔNG SUẤT

9.1. CÁC KHÁI NIỆM CHUNG

9.1.1. Khái niệm về điện năng

Để sản xuất ra hàng hoá và các sản phẩm xã hội, các hộ tiêu thụ điện (các nhà máy, xí nghiệp công nghiệp) cần tiêu thụ một lượng điện năng nhất định.

Điện năng có hai dạng: điện năng tác dụng và điện năng phản kháng.

9.1.1.1. Điện năng tác dụng: Điện năng tác dụng dùng để sinh công hữu ích, làm ra hàng hoá và các sản phẩm xã hội. Điện năng tác dụng được xác định theo biểu thức sau:

$$A_{td} = \int_0^t p(t) dt \quad (9.1a)$$

Trong đó: A_{td} – điện năng tiêu thụ và là hàm liên tục theo thời gian;
 $P(t)$ – công suất tác dụng của phụ tải biến thiên theo thời gian t .

Việc xác định A_{td} theo biểu thức (9.1a) gặp khó khăn thể hiện ở chỗ phải xây dựng được hàm $P(t)$. Hàm $P(t)$ – hàm ngẫu nhiên rất khó xác định.

Để khắc phục, điện năng tiêu thụ trên được xác định theo biểu thức:

$$A_{td} = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i \quad (9.1b)$$

Trong đó: P_i – công suất tiêu thụ tại thời điểm i ;
 Δt_i – độ dài của một nhịp thời gian khảo sát thứ i ;
 $i = 1 \div n$ – các nhịp thời gian khảo sát.

A_{td} – điện năng được biểu diễn dưới dạng hàm số rời rạc theo Δt_i .

Muốn xác định được A_{td} theo biểu thức (9.1b) phải có đối tượng cụ thể và nghiên cứu trên đối tượng cụ thể đó, nghĩa là biểu thức (9.1b) chỉ được sử dụng trong các bài toán vận hành.

Khi làm bài toán thiết kế, đối tượng chưa được hình thành một cách cụ thể và chưa được đưa vào khai thác nên điện năng tác dụng được xác định theo biểu thức:

$$A_{td} = P_{max} T_{maxtd} \quad (9.1c)$$

Trong đó, P_{max} , T_{maxtd} – các đại lượng đẳng trị đã được trình bày trong chương 3 và chương 5;

A_{td} – hàm đẳng trị.

Để sản xuất ra được A_{td} , các nhà máy phải tốn năng lượng và nhiên liệu cấp, nghĩa là phải tốn chi phí cho việc vận hành các máy phát điện.

9.1.1.2. Điện năng phản kháng

Điện năng phản kháng được xác định theo các công thức tương tự như điện năng tác dụng:

$$A_{pk} = \int Q(t)dt \quad (9.2a)$$

$$A_{pk} = \sum_{i=1}^n Q_i \Delta t_i \quad (9.2b)$$

$$A_{pk} = P_{max} T_{maxpk} \quad (9.2c)$$

Trong đó: A_{pk} – điện năng phản kháng xác định theo các hàm liên tục, rời rạc hoặc hàm đẳng trị;

$Q(t)$ – công suất phản kháng biến thiên theo giới gian t ;

Q_i – công suất phản kháng tiêu thụ tại thời điểm thứ i ;

Δt_i – nhịp thời gian khảo sát thứ i ;

n – số nhịp thời gian xét;

Q_{max} – công suất phản kháng tiêu thụ cực đại;

T_{maxpk} – thời gian sử dụng công suất phản kháng cực đại.

Điện năng phản kháng được "tiêu thụ" chủ yếu trong các cuộn dây và lõi thép của các thiết bị điện như động cơ, máy biến áp và các cuộn kháng.

Điện năng phản kháng đóng vai trò chủ yếu trong khâu chuyển đổi và chuyển hoá năng lượng (tạo nên từ thông móc vòng giữa các cuộn dây, từ hoá lõi sắt và tạo mômen quay cho các động cơ điện).

Khái niệm về "tiêu thụ" điện năng phản kháng hay công suất phản kháng chỉ mang tính chất quy ước vì điện năng phản kháng không mất đi. Nó là năng lượng trao đổi giữa nguồn và phụ tải.

Còn khái niệm về tổn thất điện năng hay tổn thất công suất phản kháng là có thật vì nó đặc trưng cho hiện tượng thất thoát hay mất mát từ thông móc vòng và thất thoát trong khâu từ hoá các lõi sắt.

Để phát ra được công suất phản kháng, các máy phát điện cần phải có nguồn kích từ một chiều.

9.1.2. Tiết kiệm điện năng

Khái niệm về tiết kiệm điện năng được đề cập đến chủ yếu là tiết kiệm điện năng tác dụng vì lượng điện năng này mang ý nghĩa kinh tế rõ rệt.

Việc tiết kiệm điện năng có thể thực hiện ở hai khâu:

1. Sử dụng điện năng một cách tiết kiệm. Theo các công thức (9.1a, b, c) có thể can thiệp vào 2 đại lượng P và T , nghĩa là, sử dụng một cách hợp lý công suất tác dụng P bằng cách lựa chọn các thiết bị có công suất phù hợp và đúng theo mục đích sử dụng; khống chế thời gian t bằng cách khống chế thời gian đóng điện cho các thiết bị tiêu thụ điện (khi cần dùng mới đóng điện, khi không dùng phải cắt điện, tránh để các thiết bị điện làm việc không tải hoặc không có mục đích sử dụng).

2. Giảm tổn thất điện năng trong các khâu truyền tải và phân phối điện cũng như giảm tổn thất điện năng trong bản thân các thiết bị điện.

9.1.3. Bù công suất phản kháng

Phần lớn các thiết bị điện công nghiệp, trong quá trình làm việc đều đòi hỏi công suất tác dụng P và công suất phản kháng Q từ lưới điện.

Việc tiêu thụ công suất phản kháng Q chủ yếu là các động cơ không đồng bộ (60 – 65%), các máy biến áp (20 – 25%), các đường dây trên không, kháng điện, các thiết bị biến đổi và các thiết bị điện khác (10%).

Trong các xí nghiệp công nghiệp, phụ tải phản kháng chiếm khoảng 130% phụ tải tác dụng. Việc truyền tải công suất phản kháng qua đường dây và qua các máy biến áp của lưới cung cấp điện không có lợi vì các nguyên nhân sau:

1. Xuất hiện tổn thất công suất, tổn thất điện năng trong các phần tử của lưới cung cấp điện. Do các phần tử của lưới điện có điện trở R nên tổn thất công suất tác dụng bao gồm:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot X = \Delta P_{td} + \Delta P_{pk} \quad (9.3)$$

Trong đó: ΔP_{td} – tổn thất công suất tác dụng do thành phần công suất tác dụng gây nên trên điện trở R ;

ΔP_{pk} – tổn thất công suất tác dụng do thành phần công suất phản kháng gây nên trên điện trở R .

2. Xuất hiện tổn thất điện áp do việc truyền tải công suất tác dụng và công suất phản kháng qua điện trở R và điện kháng X của đường dây gây nên:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_{td} + \Delta U_{pk} \quad (9.4)$$

Trong đó: ΔU_{td} – tổn thất điện áp tác dụng do công suất tác dụng P gây nên trên điện trở R ;

ΔU_{pk} – tổn thất điện áp phản kháng do công suất phản kháng Q gây nên trên điện kháng X .

Thành phần tổn thất điện áp phụ ΔU_{pk} sẽ làm thay đổi biên độ của độ lệch điện áp trên các cực của thiết bị so với giá trị định mức khi phụ tải và chế độ làm việc của lưới điện thay đổi và làm tăng giới hạn điều chỉnh điện áp của các thiết bị điều chỉnh điện áp.

Việc này dẫn tới làm tăng công suất yêu cầu và tăng giá thành của các thiết bị điều chỉnh điện áp.

3. Sự mang tải công suất phản kháng của các đường dây truyền tải điện và của các máy biến áp trong lưới cung cấp điện sẽ làm giảm khả năng tải của chúng, dẫn tới việc không cho phép tận dụng được khả năng tải của lưới cũng như không tận dụng được công suất đặt toàn phần của các máy phát điện cũng như các trạm biến áp.

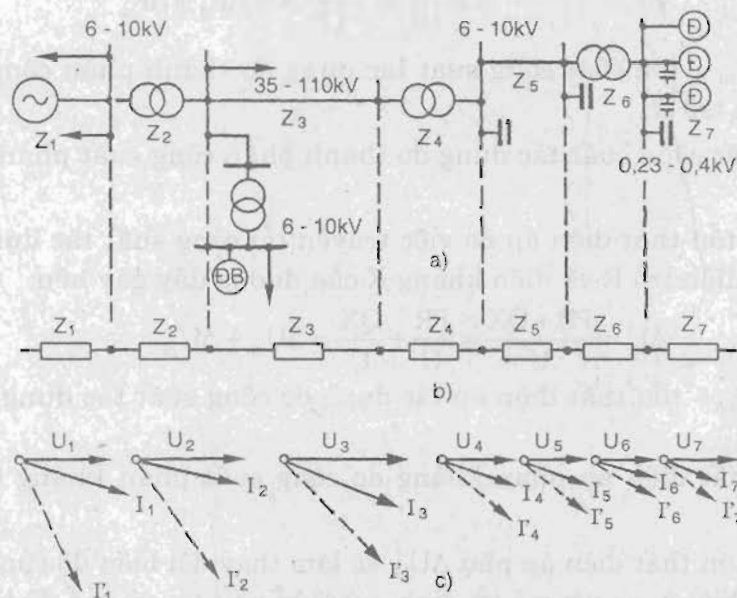
Khi cân nhắc kỹ các vấn đề nêu trên ta nhận thấy rằng nguồn cung cấp để phủ độ thị phụ tải phản kháng tốt nhất và kinh tế nhất là nên đặt ở gần phụ tải của lưới. Điều này cho phép giảm một cách đáng kể công suất phản kháng phải truyền tải trên đường dây cũng như truyền tải qua máy biến áp, do đó nâng cao được hệ số công suất trong lưới cung cấp điện.

Việc lắp đặt nguồn cung cấp này được gọi là bù công suất phản kháng.

Hệ số công suất trung bình bình quân $\cos\varphi_{tbbq}$ đối với các xí nghiệp công nghiệp cần nằm trong giới hạn 0,92 – 0,95.

Hệ số công suất tối ưu trong các xí nghiệp công nghiệp có thể nhận được bằng cách bù công suất phản kháng bằng các giải pháp tự nhiên (tính toán chế độ làm việc tốt nhất của các thiết bị điện, sử dụng các động cơ có kết cấu hoàn thiện hơn, loại bỏ các động cơ và các máy biến áp thường xuyên non tải...) cũng như các giải pháp nhân tạo bằng cách đặt các thiết bị bù đặc biệt để phát ra công suất phản kháng tại các vị trí thích hợp của hệ thống cung cấp điện.

Trên hình 9.1 trình bày sơ đồ của hệ thống cung cấp điện cho xí nghiệp công nghiệp kèm theo sơ đồ thay thế và đồ thị vectơ đặc trưng cho góc lệch pha giữa điện áp và dòng điện dọc theo các phần tử từ nguồn tới nơi tiêu thụ cũng như chỉ ra các vị trí có thể đặt các thiết bị bù để có thể thực hiện tính toán xác định các chỉ tiêu kinh tế khi lựa chọn phương án bù.



Hình 9.1. Sơ đồ giải thích nguyên lý và ý nghĩa của việc bù công suất phản kháng

a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế; c) Đồ thị vectơ đặc trưng cho góc lệch giữa dòng điện và điện áp tại các điểm khác nhau của hệ thống cung cấp điện trước và sau khi bù công suất phản kháng; các giá trị vectơ dòng điện và điện áp: nét đứt chỉ vectơ dòng điện trước khi bù; nét liền chỉ vectơ dòng điện sau khi bù.

9.1.4. Hệ số công suất $\cos\varphi$

9.1.4.1. Hệ số công suất của các phần tử

a) Hệ số công suất của máy phát điện, $\cos\varphi_F$

Hệ số công suất của các máy phát điện đặc trưng cho khả năng phát ra công suất tác dụng của chúng. Các máy phát điện thường được chế tạo có hệ số công suất định mức cao (0,85 – 0,9).

Việc tạo ra dòng điện phản kháng chậm sau trong các cuộn dây stato của máy

phát điện đồng bộ gây nên sức từ động khử từ, vì vậy cần phải tăng dòng điện kích từ của máy phát.

Theo trường hợp này, việc chọn máy phát điện có $\cos \varphi_{dmF}$ thấp sẽ làm tăng khối lượng của các cuộn dây kích từ được bố trí trên mặt bên của rôto máy phát dẫn tới làm tăng các lực ly tâm tác động lên chúng, khó chế tạo, giá thành máy phát điện tăng.

Khi tăng lượng công suất phản kháng phát ra của các nhà máy điện sẽ làm tăng tổn thất điện năng trong lưới khi truyền tải công suất này để cung cấp cho các hộ tiêu thụ điện.

Song, nếu chọn máy phát điện có hệ số công suất định mức cao một cách quá đáng ($\cos \varphi_{dmF} \approx 1$) cũng không hợp lý. Trước hết, theo điều kiện dự trữ cần thiết để hệ thống làm việc ổn định, sức từ động định mức của mạch kích từ các máy phát điện không được thấp hơn một giới hạn cho phép nào đó.

Mặt khác cũng cần phải xét tới điều kiện ở trên cực các máy phát điện còn có lượng phụ tải phản kháng nhất định của các thiết bị tự dùng cũng như lượng tổn thất công suất phản kháng trong các máy biến áp tăng áp của các máy phát điện.

Trong quá trình vận hành hệ thống cung cấp điện luôn phải đảm bảo cân bằng công suất giữa nguồn S_F và tải S_T .

$$S_F = S_T$$

Trong đó: $S_F = \sqrt{P_F^2 + Q_F^2}$ – công suất phát của nguồn;

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2} \quad \text{– công suất tiêu thụ của phụ tải.}$$

Nếu $P_T < P_F$, $Q_T > Q_F$, do hạn chế của mạch kích từ, máy phát không thể giữ được điện áp định mức theo phụ tải đó, nghĩa là máy phát không thể phát được công suất toàn phần của nó theo $\cos \varphi_{dmF}$ mà máy phát phải phát ra công suất đúng bằng công suất của phụ tải tương ứng với $\cos \varphi_T$. Để các máy điện có thể phát ra được hết công suất định mức theo $\cos \varphi_{dmF}$, phần gia tăng phụ tải phản kháng phải được bù đắp bằng các thiết bị bù. Có như vậy mới tận dụng được khả năng phát ra công suất tác dụng của máy phát.

b) Hệ số công suất của phụ tải $\cos \varphi_T$

Hệ số công suất của phụ tải đặc trưng cho nhu cầu của nó.

Phụ tải cần công suất tác dụng P_T để sinh công hữu ích làm ra hàng hoá và sản phẩm xã hội.

Phụ tải cần công suất phản kháng để từ hoá lõi thép, chuyển đổi năng lượng giữa các cuộn dây, chuyển hoá năng lượng và tạo mômen quay cho các động cơ điện.

Chính vì vậy hệ số công suất định mức của phụ tải thấp.

Phụ tải dùng trong công nghiệp chủ yếu là các động cơ điện không đồng bộ, các máy biến áp dùng cho chỉnh lưu, mạ điện, các máy biến áp lò... các thiết bị này tiêu thụ khá nhiều công suất phản kháng.

Chỉ có thiết bị được gọi là phụ tải, nhà chế tạo mới quy định $\cos \varphi_{dmTB}$ của thiết bị.

Đối với các máy biến áp là phần tử của lưới, hệ số công suất của máy biến áp phụ thuộc vào hệ số công suất của phụ tải truyền qua nó. Không có khái niệm $\cos \varphi_{dm}$ cho các loại máy biến áp này.

9.1.4.2. Các định nghĩa chung về hệ số công suất

a) Hệ số công suất thực $\cos \varphi$

Giá trị $\cos \varphi$ thực có thể được xác định theo các số chỉ của các đồng hồ đo $\cos \varphi$ hoặc tính toán theo các số chỉ của oát mét, vôn mét và ampe mét theo công thức (giá trị trung bình đối với hệ thống ba pha).

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}$$

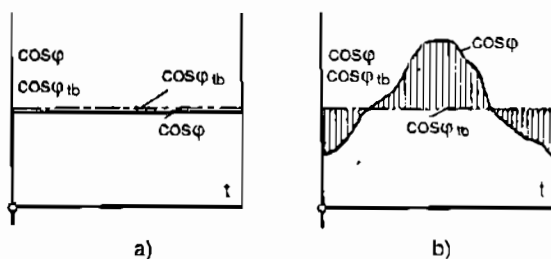
Giá trị $\cos \varphi$ thực đặc trưng cho góc lệch pha giữa dòng điện và điện áp của thiết bị đã cho tại mỗi thời điểm.

Theo bảng ghi các giá trị $\cos \varphi$ thực tại mỗi thời điểm có thể đánh giá được tính ổn định của giá trị công suất phản kháng tiêu thụ, vì một nguyên nhân nào đó giá trị này có thể thay đổi, dựa vào đó có thể đánh giá được mức gia tăng tổn thất công suất tác dụng cũng như độ lệch điện áp so với định mức do xét tới sự dao động của công suất phản kháng theo thời gian.

b) Hệ số công suất trung bình $\cos \varphi_{tb}$

Giá trị $\cos \varphi_{tb}$ đặc trưng cho giá trị của hệ số công suất của thiết bị trong một khoảng thời gian nào đó. Về giá trị, $\cos \varphi_{tb}$ không thể đánh giá được về sự thay đổi thực tế như $\cos \varphi$ thực.

Trên hình 9.2 nêu ví dụ về đồ thị của các hệ số công suất thực $\cos \varphi$ và hệ số công suất trung bình $\cos \varphi_{tb}$ của hai xí nghiệp trong một khoảng thời gian như nhau.



Hình 9.2. Đồ thị công suất phản kháng

a) Không thay đổi; b) Thay đổi theo thời gian.

Giá trị trung bình $Q_{tb} = Q_{n\acute{a}n}$

Từ đồ thị hình 9.2 thấy rằng $\cos \varphi_{tb}$ như nhau trong cả 2 trường hợp. Nhưng các quá trình diễn biến thực khác nhau, nên tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong hệ thống cung cấp điện của các xí nghiệp này cũng sẽ khác nhau.

Giá trị $\cos \varphi_{tb}$ được xác định theo công thức:

$$\cos \varphi_{tb} = \cos \operatorname{arctg} \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q dt}{\int_{t_1}^{t_2} P dt} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{A_{pk}}{A_{td}} \right)^2}} = \cos \operatorname{arctg} \frac{Q_{tb}}{P_{tb}} \quad (9.5)$$

Trong đó: $A_{pk} = \int_{t_1}^{t_2} Q dt$ – theo số chỉ của công tơ phản kháng trong thời gian $t = t_2 - t_1$, kVarh;

$A_{td} = \int_{t_1}^{t_2} P dt$ – theo số chỉ của công tơ tác dụng trong thời gian $t = t_2 - t_1$, kWh;

c) Hệ số công suất tự nhiên $\cos \varphi_{tn}$

Hệ số công suất tự nhiên $\cos \varphi_{tn}$ là hệ số công suất mà giá trị của nó không xét tới sự làm việc của các thiết bị bù chuyên dụng (máy bù đồng bộ và tụ điện tĩnh). Hệ số công suất tự nhiên có thể đặc trưng cho cả hệ số công suất thực $\cos \varphi$ lẫn hệ số công suất trung bình $\cos \varphi_{tb}$.

d) Hệ số công suất chung $\cos \varphi_{ch}$

Hệ số công suất chung $\cos \varphi_{ch}$ là hệ số công suất mà giá trị của nó có xét tới cả sự làm việc của các thiết bị bù.

Cũng như hệ số $\cos \varphi_{tn}$, hệ số $\cos \varphi_{ch}$ có thể đặc trưng cho cả giá trị của hệ số công suất thực lẫn hệ số công suất trung bình.

9.2. CÁC PHƯƠNG PHÁP NÂNG CAO HỆ SỐ CÔNG SUẤT

Để làm tốt hệ số công suất của xí nghiệp công nghiệp có thể sử dụng các biện pháp nâng cao hệ số công suất khác nhau và phải dựa trên cơ sở tính toán kinh tế kỹ thuật.

Các phương pháp nâng cao hệ số công suất có thể phân thành hai nhóm chính:

a) Phương pháp nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp tự nhiên, nghĩa là giảm lượng tiêu thụ công suất phản kháng của các thiết bị điện mà không sử dụng thiết bị bù.

b) Phương pháp nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp nhân tạo, nghĩa là sử dụng các thiết bị bù.

Giải pháp giảm mức tiêu thụ công suất phản kháng cần được xét tới đầu tiên vì về bản chất, giải pháp này không đòi hỏi chi phí vốn đầu tư đáng kể.

Giải pháp này bao gồm:

1. Sắp xếp lại quá trình công nghệ đưa các trang thiết bị vào làm việc với chế độ năng lượng phù hợp nhất.
2. Thay các động cơ thường xuyên làm việc non tải bằng các động cơ có công suất nhỏ hơn.
3. Giảm điện áp ở các động cơ thường xuyên làm việc với phụ tải nhỏ.
4. Hạn chế động cơ chạy không tải.
5. Sử dụng các động cơ đồng bộ thay cho các động cơ không đồng bộ có cùng công suất trong trường hợp điều kiện của quá trình công nghệ cho phép.
6. Nâng cao chất lượng sửa chữa động cơ.
7. Thay thế hoặc chuyển đổi các máy biến áp mang tải ít (non tải).

9.2.1. Nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp tự nhiên

9.2.1.1. Thay các động cơ thường xuyên vận hành non tải bằng các động cơ có công suất nhỏ hơn

Giá trị công suất phản kháng tiêu thụ của các động cơ không đồng bộ phụ thuộc vào hệ số mang tải và hệ số công suất của các động cơ.

Khi mang tải định mức và điện áp định mức, động cơ đồng bộ tiêu thụ một lượng công suất phản kháng bằng:

$$Q_{dm} = \frac{P_{dm}}{n_{dmD}} \operatorname{tg} \varphi_{dm} \quad (9.6)$$

Trong đó, n_{dmD} – hiệu suất của động cơ khi mang tải toàn phần:

Công suất phản kháng động cơ tiêu thụ từ lưới khi không tải có thể được xác định theo biểu thức:

$$Q_o \approx \sqrt{3} U_{dm} I_o \quad (9.7)$$

Trong đó: I_o – dòng điện không tải của động cơ không đồng bộ.

Đối với các động cơ có hệ số công suất định mức $\cos \varphi_{dmD} = 0,91 \div 0,93$ công suất phản kháng không tải chiếm khoảng 60% so với khi động cơ mang tải định mức.

Đối với các động cơ có $\cos \varphi_{dmD} = 0,77 \div 0,79$ công suất này chiếm 70%.

Việc tăng công suất phản kháng tiêu thụ khi động cơ mang tải toàn phần so với lượng công suất phản kháng tiêu thụ khi không tải được xác định theo:

$$\Delta Q_{dm} = Q_{dm} - Q_o \approx \frac{P_{dm}}{n_{dmD}} \operatorname{tg} \varphi_{dm} - \sqrt{3} U_{dm} I_o \quad (9.8)$$

Khi phụ tải của động cơ không đồng bộ thấp hơn định mức, mức gia tăng công suất phản kháng tiêu thụ so với khi không tải tỷ lệ với bình phương hệ số mang tải của động cơ.

$$\Delta Q = k_t^2 \Delta Q_{dm} \quad (9.9)$$

Trong đó: $k_t = \frac{P}{P_{dm}}$ – hệ số mang tải của động cơ.

Vì vậy, công suất phản kháng do động cơ tiêu thụ khi mang tải bất kỳ sẽ là:

$$Q = Q_o + k_t^2 \Delta Q_{dm} \quad (9.10)$$

Hệ số công suất của động cơ không đồng bộ khi phụ tải bất kỳ $P = k_t P_{dm}$ có xét tới (9.10) được xác định theo biểu thức:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_o + k_t^2 \Delta Q_{dm}}{k_t P_{dm}} \right)^2}} \quad (9.11)$$

Từ công thức (9.11) thấy rằng, hệ số công suất của động cơ giảm khi giảm mức mang tải của nó. Ví dụ, nếu như đối với một động cơ cụ thể nào đó khi phụ tải bằng 100%, $\cos \varphi = 0,8$ thì khi phụ tải bằng 50% – $\cos \varphi = 0,65$, khi phụ tải bằng 30% – $\cos \varphi = 0,51$. Như vậy, việc thay các động cơ thường xuyên làm việc non tải bằng các động cơ có công suất nhỏ hơn sẽ nâng cao được hệ số công suất của các trang thiết bị điện.

Về lợi ích kinh tế, việc thay đổi động cơ sẽ làm cho tổn thất công suất tổng trong hệ thống cung cấp điện cũng như trong động cơ giảm.

Tổn thất công suất tổng được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P_{\Sigma} = k_{\Delta P} Q + \Delta P \quad (9.12)$$

Trong đó: ΔP – tổn thất công suất tác dụng toàn phần trong động cơ;

$k_{\Delta P}$ – hệ số tăng tổn thất, kW/kVAr,...

Trong tính toán thực tế thường lấy giá trị $k_{\Delta P}$ nhỏ nhất bằng khoảng 0.02kW/kVAr.

Khi biến đổi (9.12) về dạng thuận tiện hơn dùng trong tính toán có xét tới (9.10) và (9.8) ta được:

$$\Delta P_{\Sigma} = [Q_0(1 - k_1^2) + k_1^2 Q_{dm}] k_{\Delta P} + \Delta P_0 + k_1^2 \Delta P_{iddm} \quad (9.13)$$

Trong đó: $\Delta P_0 = P_{dm} \left(\frac{1 - \eta_{dmb}}{\eta_{dmb}} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ – tổn thất công suất tác dụng khi động cơ chạy không tải, kW;

$\Delta P_{iddm} = P_{dm} \left(\frac{1 - \eta_{dmb}}{\eta_{dmb}} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right)$ – mức gia tăng tổn thất công suất tác dụng khi động cơ mang tải 100%, kW;

$\gamma = \frac{\Delta P_0}{\Delta P_{iddm}}$ – Hệ số tính toán phụ thuộc vào kết cấu động cơ và được xác định từ biểu thức:

$$\gamma = \frac{\Delta P_0 \%}{(100 - \eta_{dmb} \%) - \Delta P_0 \%}$$

$\Delta P_0 \%$ – tổn thất công suất tác dụng khi động cơ chạy không tải tính theo đơn vị phần trăm so với công suất tác dụng động cơ tiêu thụ khi mang tải 100%.

Các công trình nghiên cứu đã chỉ ra rằng, nếu như phụ tải trung bình của động cơ dưới 45% so với giá trị định mức của nó, thì việc thay động cơ bằng động cơ có công suất nhỏ hơn là hoàn toàn hợp lý. Khi động cơ mang tải lớn hơn 70% công suất định mức có thể coi việc thay thế bằng động cơ có công suất nhỏ hơn, nói chung là không hợp lý. Còn khi động cơ mang tải từ 45% tới 70% việc thay thế động cơ phải căn cứ vào việc giảm tổn thất công suất tác dụng tổng trong lưới và động cơ tính theo công thức (9.13).

Cần lưu ý rằng, đối với các xí nghiệp công nghiệp, việc nghiên cứu thay thế các động cơ bằng động cơ có công suất nhỏ hơn chỉ có lợi khi các động cơ làm việc riêng lẻ không nằm trong các cơ cấu truyền động của các máy móc công nghiệp.

Đối với các động cơ bố trí trong các cơ cấu truyền động, việc thay thế chúng là không có lợi vì nó gây nên tổn kém về mặt kinh tế và phức tạp trong khâu lắp đặt.

9.2.1.2. Giảm điện áp ở các động cơ mang tải ít

Khi không có khả năng thay thế các động cơ thường xuyên vận hành non tải, ta có thể thực hiện giải pháp giảm điện áp đặt trên các cực của động cơ.

Việc giảm điện áp trên các cực của động cơ không đồng bộ tới một giá trị điện áp nhỏ nhất nhất định U_{min} sẽ dẫn tới việc giảm công suất phản kháng tiêu thụ bởi động cơ (do giảm dòng điện từ hóa) và nâng cao được hệ số công suất, đồng thời tổn thất công suất tác dụng cũng giảm và nâng cao được hiệu suất η của động cơ.

Trong thực tế các phương pháp giảm điện áp ở các động cơ đồng bộ làm việc non tải được tiến hành theo.

1. Đổi nối các cuộn dây stato từ nối hình tam giác sang nối hình sao;
2. Phân đoạn các cuộn dây stato;
3. Giảm thấp điện áp vận hành của lưới điện xí nghiệp công nghiệp bằng cách chuyển đổi các đầu phân áp của các máy biến áp hạ áp.

Hiệu quả của việc chuyển đổi các cuộn dây stato của động cơ từ tam giác sang sao nêu trong bảng 9.1 và 9.2.

BẢNG 9.1. HIỆU QUẢ NÂNG CAO $\cos \varphi$

$\cos \varphi_{dmD}$	Tỷ số $\cos \varphi_A / \cos \varphi_{\Delta}$ khi hệ số mang tải k_t				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,8	1,64	1,49	1,35
0,80	1,85	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,78	1,67	1,52	1,37	1,26
0,84	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,36	1,29	1,11	1,06

BẢNG 9.2. HIỆU QUẢ NÂNG CAO HIỆU SUẤT

k_t	0,1	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
$\eta_{\Delta} / \eta_{\Delta}$	1,27	1,10	1,06	1,04	1,02	1,01	1,005	1,00

Việc chuyển đổi các cuộn dây stato của động cơ chỉ nên dùng đối với các động cơ có điện áp dưới 1000V thường xuyên làm việc non tải dưới 35 – 40% so với công suất định mức.

Khi chuyển đổi động cơ từ tam giác sang sao, mômen quay của động cơ sẽ giảm 3 lần nên cần phải tiến hành kiểm tra về giới hạn khả năng mang tải của động cơ theo điều kiện ổn định:

Hệ số mang tải giới hạn gần bằng:

$$k_{tgh} = \frac{k_{mmax}}{45} \quad (9.14)$$

Trong đó, k_{mmax} – bội số mômen quay lớn nhất so với định mức, hệ số k_{mmax} cho trong sổ tay kỹ thuật hoặc lý lịch của động cơ.

Việc phân đoạn các cuộn dây stato của các động cơ điện không đồng bộ chỉ có thể thực hiện trong các trường hợp không thể thực hiện chuyển đổi các cuộn dây stato từ tam giác sang sao.

9.2.1.3. Hạn chế các động cơ không đồng bộ chạy không tải

Phần lớn các động cơ không đồng bộ chạy không tải giữa các lần mang tải.

Đối với nhiều hộ tiêu thụ, thời gian làm việc không tải của các động cơ chiếm khoảng 50 – 65% toàn bộ thời gian làm việc. Nếu như khoảng thời gian chạy không tải của các động cơ lớn tốt nhất là nên cắt các động cơ ra khỏi lưới. Khi đó sự tiêu thụ điện năng tác dụng và đặc biệt là điện năng phản kháng sẽ giảm một cách đáng kể.

Trong trường hợp sử dụng biện pháp khống chế chạy không tải cần tiến hành tính toán về mặt kinh tế theo đồ thị công suất tác dụng và đồ thị công suất phản kháng của các động cơ điện không đồng bộ.

9.2.1.4. Nâng cao chất lượng sửa chữa các động cơ điện không đồng bộ

Khi sửa chữa các động cơ điện cần tính toán và xem xét kỹ lưỡng các thông số định mức của các động cơ.

Nói chung các động cơ sau khi sửa chữa đều tăng tiêu thụ công suất phản kháng do phụ tải các pha riêng rẽ không đồng bộ, làm tăng dòng điện không tải bởi vì các thông số dây cuốn sai lệch một cách đáng kể so với các thông số dây cuốn của nhà chế tạo và các khuyết tật do sửa chữa khác.

Tất cả điều này dẫn tới làm tăng tổn thất điện năng và làm "xấu" hệ số công suất tự nhiên của xí nghiệp.

9.2.1.5. Thay và chuyển đổi các máy biến áp

Phần lớn hiệu quả nâng cao hệ số công suất của các xí nghiệp công nghiệp có thể đạt được bằng cách tính toán và hợp lý hoá quá trình làm việc của các máy biến áp. Việc hợp lý hoá có thể thực hiện bằng cách thay thế, sắp xếp lại các máy biến áp và bằng cách cắt bớt một số máy biến áp trong những giờ làm việc non tải hoặc chạy không tải. Nếu như các giải pháp này được thực hiện sẽ làm giảm lượng tiêu thụ công suất phản kháng, làm giảm tổn thất công suất tác dụng, giảm tổn thất điện năng và nâng cao hệ số công suất tự nhiên của xí nghiệp một cách hiệu quả nhất.

9.2.2. Nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp nhân tạo

9.2.2.1. Các thiết bị bù

Để nâng cao hệ số công suất của các xí nghiệp công nghiệp, ngoài các giải pháp tự nhiên đã trình bày ở trên, người ta còn thực hiện các giải pháp nhân tạo, nghĩa là sử dụng các thiết bị bù như máy bù đồng bộ và tụ điện tĩnh.

a) Máy bù đồng bộ

Máy bù đồng bộ là các động cơ đồng bộ có cấu trúc đơn giản, nghĩa là không có phụ tải trên trục động cơ. Chúng có thể làm việc cả ở chế độ máy phát để phát ra công suất phản kháng (khi quá kích từ) lẫn ở chế độ động cơ tiêu thụ công suất phản kháng (khi non kích từ). Sự thay đổi lượng công suất phản kháng phát ra hoặc tiêu thụ được thực hiện bằng cách thay đổi dòng điện kích từ.

Ngày nay, các máy bù đồng bộ được chế tạo có công suất từ 5000 tới 75000kVAr.

Tổn thất công suất tác dụng trong các máy bù đồng bộ khi phụ tải toàn phần phụ thuộc vào công suất định mức dao động trong khoảng 0,32 – 0,15kW/kVAr, nghĩa là có giá trị tương đối lớn, các máy bù đồng bộ trước đây có công suất định mức từ

500 tới 5000kVAr – do có tổn thất công suất tác dụng lớn (khoảng 0,5 – 0,32kW/kVAr) nên ngày nay không được sản xuất nữa.

Ưu điểm chính của các máy bù đồng bộ là có thể điều chỉnh mềm công suất phản kháng theo đồ thị phụ tải.

Nhược điểm của các máy bù đồng bộ thể hiện ở chỗ đắt tiền, vận hành phức tạp, gây tiếng ồn trong khi làm việc, chiếm diện tích lớn (phải xây dựng nhà xưởng), tốn người phục vụ, dễ bị sự cố do có phần quay (đánh lửa ở các chổi than).

Suất chi phí cho các máy bù đồng bộ tăng một cách đáng kể khi giảm công suất định mức của chúng và tổn thất công suất tác dụng trong chúng cũng lớn. Máy bù đồng bộ chỉ được dùng khi công suất bù lớn từ 5000kVAr trở lên.

b) Tụ điện tĩnh

Tụ điện tĩnh là thiết bị điện chuyên dụng được dùng để "phát ra" công suất phản kháng.

Khái niệm "phát ra" công suất phản kháng của tụ điện cần được hiểu:

Tụ điện không phải là khâu khuếch đại công suất hay khuếch đại năng lượng.

Tụ điện chỉ là khâu tích năng, nó tích lũy các điện tích thừa của hệ thống khi thừa (xu hướng điện áp tăng) và trả lại hệ thống khi thiếu điện tích (xu hướng điện áp giảm) tạo thành dòng điện điện dụng vượt trước. Hoạt động của tụ điện tĩnh tương tự như máy bù đồng bộ làm việc ở chế độ quá kích từ và chỉ phát ra công suất phản kháng. Công suất của các tụ điện được chế tạo 4 – 10kVAr cho một tụ. Các bộ tụ được tổ hợp từ các phần tụ riêng lẻ để tạo nên công suất yêu cầu.

Tụ điện tĩnh so với máy bù đồng bộ có hàng loạt các ưu điểm sau:

1. Tổn thất công suất tác dụng nhỏ (0,0025 – 0,005 kW/kVAr)
2. Đơn giản trong vận hành (do không có phần quay và các bộ phận phức tạp).
3. Đơn giản trong việc lắp đặt (khối lượng nhỏ, không cần nền móng);
4. Không chiếm nhiều diện tích, chỉ cần đặt nơi khô ráo trong nhà;
5. Có thể đặt tập trung hoặc phân tán;
6. Không cần có người trực vận hành;
7. Khi làm việc không gây tiếng ồn;
8. Giá thành và chi phí lắp đặt rẻ...

Nhược điểm chính của tụ điện bao gồm:

1. Không điều chỉnh mềm được dung lượng bù. Tụ điện điều chỉnh theo từng cấp.
2. Công suất phản kháng do tụ điện phát ra phụ thuộc vào điện áp.

$$Q_C = \omega C U^2 \cdot 10^{-3}, \text{kVAr} \quad (9.15)$$

Trong đó:

$$\omega = 2\pi f$$

C – điện dung của tụ, μF ;

U – điện áp của lưới điện, kV.

3. Thời gian phục vụ ngắn (8 – 10 năm)
4. Dễ hư hỏng do ngắn mạch hoặc quá điện áp.

Do tụ điện có các ưu điểm nổi trội nêu trên, ngày nay tụ điện tĩnh được dùng phổ biến để bù công suất phản kháng trong lưới điện cũng như trong các xí nghiệp công nghiệp.

c) Động cơ điện đồng bộ

Việc sử dụng các động cơ điện đồng bộ trong các xí nghiệp công nghiệp có thể phù hợp trong các trường hợp sau:

1. Lắp đặt các động cơ điện đồng bộ trong các cơ cấu truyền động của các máy móc công nghiệp thay cho các động cơ điện không đồng bộ ở những nơi có thể được theo các điều kiện của quá trình công nghệ.

2. Lắp đặt các động cơ điện đồng bộ có công suất lớn hơn công suất yêu cầu của các cơ cấu truyền động.

Giải pháp đầu luôn phù hợp. Vì vậy khi giá trị hệ số công suất thấp cần nghiên cứu giải pháp thay các động cơ không đồng bộ bằng các động cơ đồng bộ.

Giải pháp thứ hai khi thực hiện cần phải tính toán so sánh các phương án nâng cao hệ số công suất khác nhau về mặt kinh tế kỹ thuật để lựa chọn phương án thích hợp.

9.2.2.2. Các hình thức lắp đặt tụ điện

Để giảm tổn thất điện áp, tổn thất công suất tác dụng và tổn thất điện năng và nâng cao hệ số công suất trong lưới điện nói chung và lưới cung cấp điện nói riêng, tụ điện tĩnh có thể được lắp đặt theo các hình thức sau:

a) Bù dọc

Khái niệm bù dọc được thể hiện ở chỗ các tụ điện được mắc nối tiếp trên đường dây. Khi xét tới bù dọc, biểu thức (9.4) được viết lại dưới dạng:

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_b)(X_L - X_c)}{U} \quad (9.16)$$

Trong đó, P , Q – công suất tác dụng và công suất phản kháng truyền tải qua các phần tử của lưới cung cấp điện (đường dây hoặc máy biến áp);

Q – lượng công suất bù đặt tại nút phụ tải, khi tụ điện mắc nối tiếp, điện áp đặt vào hai bản cực của tụ không có, nên tụ không phát ra được công suất phản kháng, trong trường hợp này $Q_b = 0$;

X_L – điện kháng mang tính điện cảm của các phần tử lưới;

X_c – điện kháng mang tính điện dung của tụ điện.

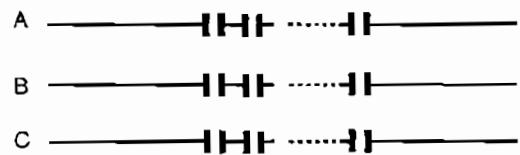
Trong trường hợp này chỉ dùng dung kháng của các tụ điện để bù lại cảm kháng của các phần tử lưới. Nên trường hợp này còn được gọi là bù thông số.

Hình thức bù này chỉ có tác dụng điều chỉnh điện áp cho đường dây.

Sơ đồ bù dọc nêu trên hình 9.3.

b) Bù ngang

Khi thực hiện bù ngang, các tụ điện được mắc song song với tổng trở tải. Sơ đồ lắp đặt các bộ tụ điện theo hình thức bù ngang nêu trên hình 9.4.



Hình 9.3. Sơ đồ mắc tụ điện theo hình thức bù dọc

Khi lắp đặt các bộ tụ điện theo hình thức bù ngang, chúng có thể được tổ hợp theo hình sao (tụ điện chịu điện áp pha) và theo hình tam giác (tụ điện chịu điện áp dây). Mắc tụ điện theo hình tam giác có lợi hơn vì dung lượng tụ phát ra tỷ lệ với bình phương điện áp (công thức 9.15)

Song tụ điện lại hay hỏng khi quá điện áp. Nếu tổ hợp tụ điện chịu được điện áp dây thì mắc các bộ tụ theo hình tam giác, ngược lại, phải mắc hình sao.

Thông thường các bộ tụ điện được mắc vào lưới điện ba pha theo hình tam giác. Khi cất các tụ điện cần phải xét tới sự phóng các điện tích thừa tích tụ trong chúng qua các điện trở phóng điện (đối với lưới hạ áp, 0,4kV) hoặc qua điện kháng máy biến điện áp đo lường (đối với lưới điện cao áp) mắc song song với tụ điện.

Giá trị điện trở phóng điện được xác định theo biểu thức:

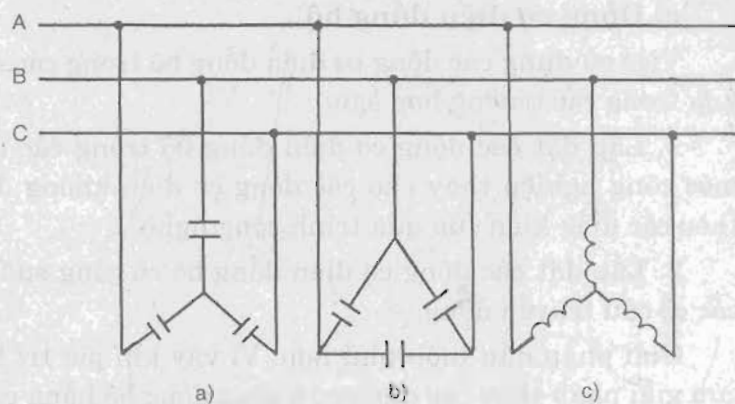
$$R = 15 \frac{U_r^2}{Q_c} \cdot 10^6, \Omega \quad (9.17)$$

Trong đó:

U_r – điện áp pha của lưới, kV;

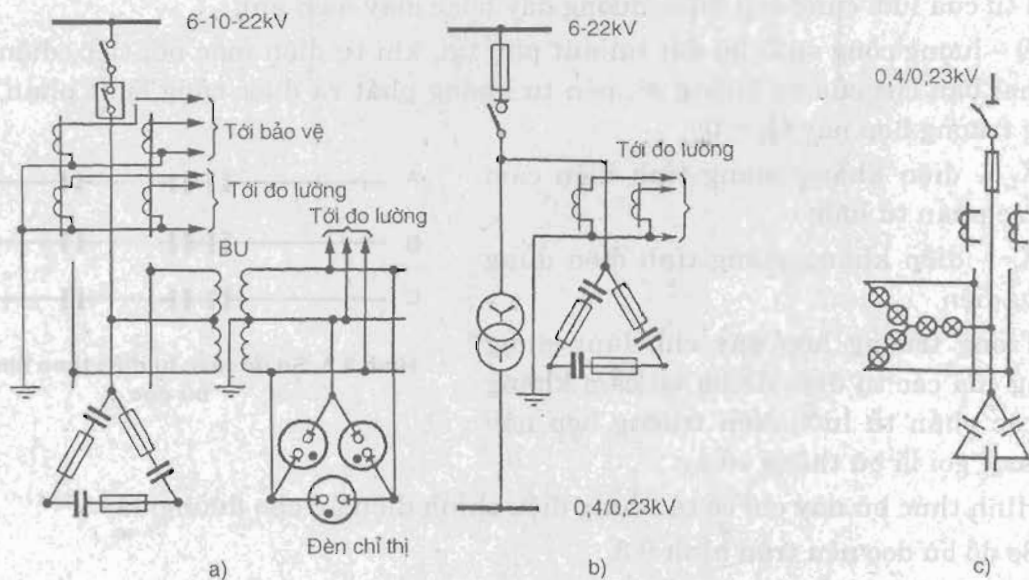
Q_c – công suất của bộ tụ, kVAr.

Sơ đồ mắc điện trở phóng điện nêu trên hình 9.5.



Hình 9.4. Sơ đồ lắp đặt tụ theo hình thức bù ngang

a) Mắc hình sao; b) Mắc hình tam giác; c) Phụ tải (động cơ điện)



Hình 9.5. Sơ đồ mắc tụ điện tĩnh

a) Dùng máy cắt điện, dùng BU làm điện trở phóng điện

b) Dùng chung máy cắt phụ tải, dùng máy biến áp làm điện trở phóng điện

c) Dùng cầu dao, cầu chì hoặc aptomat, dùng đèn sợi đốt làm điện trở phóng điện.

9.3. CÁC BÀI TOÁN BÙ

9.3.1. Bài toán bù kinh tế

Nội dung bài toán: Tìm vị trí đặt, số lượng và dung lượng thiết bị bù sao cho kinh tế nhất. Đây là bài toán không có ràng buộc.

Để xác định vị trí đặt, số lượng và dung lượng thiết bị bù cho các hộ tiêu thụ một cách kinh tế nhất, ta xây dựng hàm mục tiêu. Hàm mục tiêu được biểu diễn dưới dạng hàm chi phí tính toán hằng năm Z có dạng:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 \rightarrow \min \quad (9.18)$$

Trong đó: Z_1 – chi phí tính toán do việc lắp đặt thiết bị bù gây nên;

Z_2 – chi phí tính toán do tổn thất điện năng trong bản thân thiết bị bù;

Z_3 – chi phí tính toán do tổn thất điện năng trong lưới sau khi đặt thiết bị bù.

Các thành phần chi phí tính toán Z_1, Z_2, Z_3 được xác định theo các biểu thức sau:

$$Z_1 = (a_{vh} + a_{tc})k_b \cdot Q_{b\Sigma} \quad (9.19a)$$

$$Z_2 = CT\Delta P_b \cdot Q_{b\Sigma} \quad (9.19b)$$

$$Z_3 = Ct \cdot \sum_{i=1}^n \left[\frac{P_i^2 + (Q_i - Q_{bi})^2}{U_{dm}^2} \right] R_i \cdot 10^{-3} \quad (9.19c)$$

Trong đó: a_{vh}, a_{tc} – hệ số khấu hao cho vận hành và hệ số thu hồi vốn đầu tư theo tiêu chuẩn (xem chương 3);

k_b – đơn giá một đơn vị thiết bị bù, đ/kVAr;

C – giá tiền tổn thất điện năng trên 1 kWh, đ/kWh;

ΔP_b – suất tổn thất công suất tác dụng trên 1 đơn vị thiết bị bù, kW/kVAr;

T – Thời gian vận hành thiết bị bù, h;

U_{dm} – điện áp định mức của lưới điện, kV.

P_i, Q_i và Q_{bi} – công suất tác dụng, công suất phản kháng và công suất bù truyền tải qua phần tử thứ i , kW, kVAr;

$Q_{b\Sigma}$ – tổng dung lượng bù lắp đặt trong lưới, kVAr;

$$Q_{b\Sigma} = \sum q_{bi}$$

q_{bi} – công suất bù đặt tại các nút phụ tải thứ i , kVAr;

R_i – điện trở của phần tử lưới thứ i, Ω

n – số phần tử lưới (số đoạn đường dây).

Theo các biểu thức (9.19a, b, c) hàm mục tiêu (9.18) được viết lại dưới dạng.

$$Z = (a_{vh} + a_{tc})k_b Q_{b\Sigma} + CT\Delta P_b Q_{b\Sigma} + Ct \sum \left[\frac{P_i^2 + (Q_i - Q_{bi})^2}{U_{dm}^2} \right] R_i \rightarrow \min \quad (9.20)$$

Để giải bài toán (9.20) ta dùng phương pháp đạo hàm, lấy đạo hàm bậc nhất theo các q_{bi} và cho các giá trị đạo hàm bằng không, $\frac{\partial Z}{\partial q_{bi}} = 0$

Giải hệ phương trình $\frac{\partial Z}{\partial q_{bi}} = 0$ ta sẽ tìm được các giá trị q_{bi} .

Nếu có một giá trị:

$q_{bi} \leq 0$ ta thay $q_{bi} = 0$ và giải lại hệ phương trình.

Hạn chế của phương pháp giải này thể hiện ở chỗ không xét tới miền nghiệm âm và bỏ qua việc xếp chồng tổn thất công suất trên các phần tử của lưới điện.

Ví dụ 9.1

Có hai xí nghiệp 1 và 2 được cung cấp điện từ nguồn 0 theo sơ đồ hình 9.6. Đường dây có điện áp định mức $U_{dm} = 10\text{kV}$, biết các giá trị điện trở của các đoạn đường dây $R_{01} = 2\Omega$, $R_{12} = 3\Omega$. Hãy xác định dung lượng bù kinh tế tại các thanh góp 10kV của hai xí nghiệp.

Giải:

Tại mỗi xí nghiệp ta đặt các bộ tụ điện có dung lượng bù q_{b1} và q_{b2}

Thành lập hàm chi phí tính toán

$$Z = (a_{vh} + a_{tc})k_b(q_{b1} + q_{b2}) + CT\Delta P_b(q_{b1} + q_{b2}) + \frac{C\tau R_{12}}{U_{dm}^2} [P_{12}^2 + (Q_{12} + Q_{b12})^2] \cdot 10^{-3} + \frac{C\tau R_{01}}{U_{dm}^2} [P_{01}^2 + (Q_{01} + Q_{b01})^2] \cdot 10^{-3} \rightarrow \min$$

Trong đó: $P_{12} = p_1$; $Q_{12} = q_2$; $Q_{b12} = q_{b2}$

$P_{01} = p_1 + p_2$; $Q_{01} = q_1 + q_2$

Đạo hàm Z theo q_{b1} và q_{b2} rồi cho bằng không:

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{b1}} = (a_{vh} + a_{tc})k_b + CT\Delta P_b - \frac{2C\tau R_{01} \cdot 10^{-3}}{U_{dm}^2} (q_1 + q_2 - q_{b1} - q_{b2}) = 0$$

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{b2}} = (a_{vh} + a_{tc})k_b + CT\Delta P_b - \frac{2C\tau R_{12} \cdot 10^{-3}}{U_{dm}^2} (q_1 - q_{b2})$$

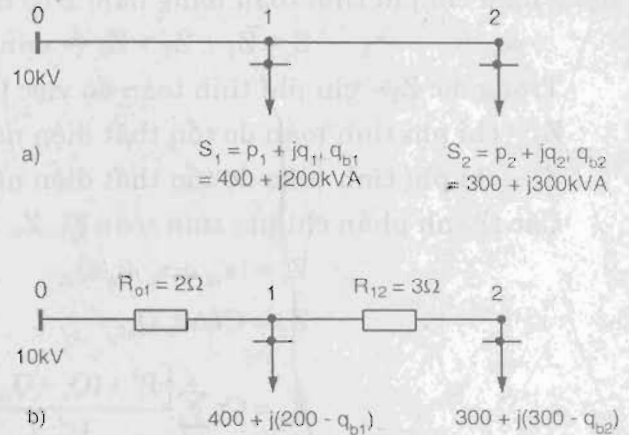
$$- \frac{2C\tau R_{01} \cdot 10^{-3}}{U_{dm}^2} (q_1 + q_2 - q_{b1} - q_{b2}) = 0$$

Với $a_{vh} = 0,1$; $a_{tc} = 0,125$, $k_b = 7C \cdot 10^3 \text{d/kVAr}$,

$\Delta P_b = 0,005 \text{kW/kVAr}$,

$\tau = 2500\text{h}$, $c = 1000 \text{d/kWh}$, $T = 4000\text{h}$

Thay số vào ta được:



Hình 9.6. Sơ đồ lưới điện theo ví dụ 9.1

a) Sơ đồ nguyên lý, b) Sơ đồ thay thế tính toán

$$\begin{cases} (0,1 + 0,125) \cdot 70 \cdot 10^3 + 1000 \cdot 4000 \cdot 0,005 - \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2500 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}{10^2} (200 + \\ + 300 - q_{b1} - q_{b2}) = 0 \\ (0,1 + 0,125) \cdot 70 \cdot 10^3 + 1000 \cdot 4000 \cdot 0,005 - \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2500 \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{10^2} (300 - q_{b2}) \\ - \frac{2 \cdot 1000 \cdot 2500 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}{10^2} (200 + 300 - q_{b1} - q_{b2}) = 0 \end{cases}$$

Sau khi biến đổi ta được hệ phương trình

$$\begin{cases} -59250 + 100q_{b1} + 250q_{b2} = 0 \\ -14250 + 100q_{b1} + 100q_{b2} = 0 \end{cases}$$

Giải hệ phương trình trên tìm được:

$$q_{b2} = 300 \text{ kVAR}$$

$$q_{b1} = -157,5 \text{ kVAR}$$

$q_{b1} < 0$ chứng tỏ không nên đặt thiết bị bù tại xí nghiệp 1.

Thay $q_{b1} = 0$ vào phương trình đầu ta tìm được dung lượng bù lớn nhất:

$$q_{b2} = 237 \text{ kVAR}$$

Như vậy tại xí nghiệp 2 đặt thiết bị bù có dung lượng $q_{b2} = 237 \text{ kVAR}$ là kinh tế nhất.

9.3.2. Bài toán phân phối dung lượng bù

Công suất bù đặt tại các xí nghiệp công nghiệp có thể tìm được bằng cách giải bài toán bù kinh tế như đã được trình bày ở mục trên.

Mặt khác, công suất bù cho xí nghiệp công nghiệp cũng có thể xác định được một cách đơn giản dựa vào hệ số công suất $\cos \varphi_1$ của xí nghiệp trước khi đặt thiết bị bù và hệ số công suất quy định cho xí nghiệp phải đạt được sau khi đặt thiết bị bù $\cos \varphi_2$

Khi đó, công suất phản kháng cần bù cho xí nghiệp được xác định theo biểu thức:

$$Q_{b\Sigma} = P_{tb} (\text{tg} \varphi_1 - \text{tg} \varphi_2) \alpha \quad (9.21)$$

Trong đó: $Q_{b\Sigma}$ – tổng dung lượng thiết bị bù cần lắp đặt cho xí nghiệp, kVAR;

P_{tb} – công suất tác dụng trung bình tiêu thụ trong một năm của xí nghiệp (xem chương II), kW;

$\text{tg} \varphi_1$ – tang của góc lệch pha tương ứng với hệ số công suất trung bình khi chưa đặt thiết bị bù;

$\text{tg} \varphi_2$ – tang của góc lệch pha tương ứng với hệ số công suất theo quy định phải đạt được sau khi bù;

Đối với nước ta, theo quy phạm trang bị điện của Bộ Điện lực (11TCN – 18.84) ban hành năm 1984, hệ số công suất trung bình của các hộ tiêu thụ điện phải bằng $0,92 \div 0,95$.

α – hệ số xét tới khả năng nâng cao hệ số công suất bằng các biện pháp không sử dụng thiết bị bù ($\alpha \approx 0,9$).

Khi tính toán thiết kế cung cấp điện cho xí nghiệp công nghiệp có thể thay P_{tb} trong biểu thức (9.21) bằng phụ tải tính toán P_u .

Ở đây, vấn đề phân phối dung lượng bù $Q_{b\Sigma}$ trong lưới điện xí nghiệp phải đảm bảo sao cho kinh tế nhất.

Về nguyên tắc, tại mỗi mét của lưới điện xí nghiệp ta đều đặt một dung lượng bù cần tìm như: tại các thanh cái 6, 10, 22kV của trạm biến áp trung gian của xí nghiệp; thanh cái 6, 10, 22kV của các trạm biến áp phân xưởng; thanh cái hạ áp 0,4kV của các trạm biến áp phân xưởng, các tủ động lực bên trong phân xưởng, các cực của các động cơ công suất lớn cao, hạ áp (hình 9.1).

Để tìm được các dung lượng bù q_{bi} đặt tại các nút nêu trên ta tiến hành thành lập hàm chi phí tính toán cho lưới điện xí nghiệp theo các q_{bi} : $Z_{tt}(q_{b1}, q_{b2}, \dots, q_{bn})$.

Bài toán phân phối dung lượng bù trong lưới điện xí nghiệp được phát biểu như sau: Tìm cực tiểu của hàm chi phí tính toán hàng năm:

$$Z_{tt}(q_{b1}, q_{b2}, \dots, q_{bn}) \rightarrow \min \quad (9.22)$$

với ràng buộc:

$$\sum_{i=1}^n q_{bi} = Q_{b\Sigma} \quad (9.23)$$

Trong đó: $Q_{b\Sigma}$ – tổng dung lượng thiết bị bù cần đặt trong xí nghiệp xác định theo biểu thức (9.21);

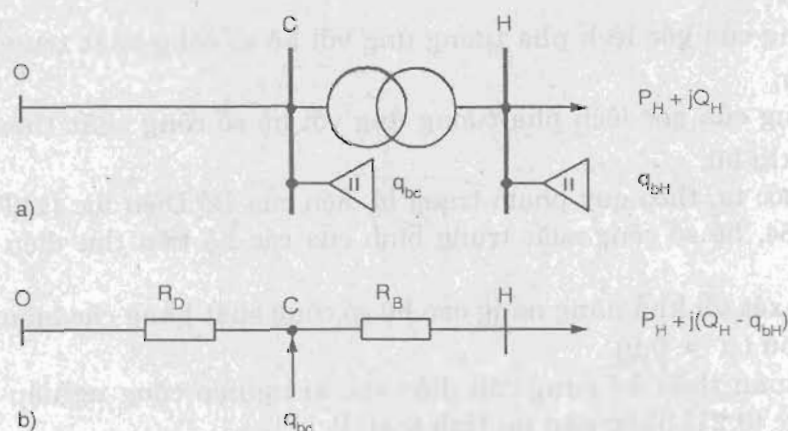
q_{bi} – dung lượng bù cần đặt tại các nút phụ tải thứ i của lưới điện xí nghiệp theo hình 9.1.

Bài toán (9.22) với ràng buộc (9.23) có kích thước rất lớn, đặc biệt là đối với các xí nghiệp có quy mô vừa và quy mô lớn, trong đó ngoài trạm biến áp trung gian hay trạm biến áp chính của xí nghiệp còn có khá nhiều trạm biến áp phân xưởng, nhiều động cơ công suất lớn.

Vì vậy, để giảm kích thước bài toán bù, người ta thường chia nhỏ bài toán thành hai bước; trước hết tìm dung lượng bù đặt ở phía cao và hạ áp, sau đó phân phối dung lượng bù tìm được cho lưới điện cao áp và lưới điện hạ áp của xí nghiệp.

9.3.2.1. Xác định dung lượng bù hợp lý đặt ở phía cao áp và hạ áp của trạm biến áp

Xét lưới điện cho trên hình 9.7.



Hình 9.7. Sơ đồ lưới điện

a) Sơ đồ nguyên lý; b) Sơ đồ thay thế.

Trên hình 9.7:

P_H, Q_H – công suất tác dụng và công suất phản kháng trên thanh góp hạ áp H;

q_{bc}, q_{bH} – dung lượng bù đặt tại thanh góp cao áp c và thanh góp hạ áp H;

R_D, R_B – điện trở của đường dây và điện trở của máy biến áp quy về cùng cấp điện áp.

Ta cần xác định dung lượng bù hợp lý về mặt kinh tế đặt ở phía cao áp và hạ áp của máy biến áp q_{bc} và q_{bH} thỏa mãn điều kiện ràng buộc (9.23).

$$q_{bc} + q_{bH} = Q_{b\Sigma}$$

Đây chính là bài toán bù cưỡng bức dung lượng bù $Q_{b\Sigma}$.

Bản chất của bài toán là phân phối dung lượng bù trong xí nghiệp sao cho chi phí tổn thất điện năng trong lưới và trong bản thân thiết bị bù là nhỏ nhất.

Gọi giá tiền một đơn vị dung lượng thiết bị bù bên cao áp là k_{bc} và bên hạ áp là k_{bH} , đ/kVAr, hàm chi phí tính toán (9.20) trong trường hợp này có dạng:

$$Z_{tt} = (a_{vh} + a_{tc}) [k_{bc}(Q_{b\Sigma} - q_{bH}) + k_{bH} + q_{bH}] + C\Delta P_b Q_{b\Sigma} + \frac{C\tau R_B}{U^2} [P_H^2 + (Q_H - q_{bH})^2] \cdot 10^{-3} + \frac{C\tau R_D}{U^2} [P_H^2 + (Q_H - Q_{b\Sigma})^2] \cdot 10^{-3} \rightarrow \min$$

Lấy đạo hàm hàm Z_{tt} theo q_{bH} rồi cho bằng không.

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{bH}} = (a_{vh} + a_{tc})(k_{bH} - k_{bc}) - \frac{2C\tau \cdot 10^{-3}}{U^2}(Q_H - q_{bH}) = 0$$

Giải ra ta tìm được:

$$q_{bH} = Q_H - \frac{(a_{vh} + a_{tc})kU^2}{2C\tau R_B} \cdot 10^3, \text{ kVAr} \quad (9.24)$$

và: $q_{bc} = Q_{b\Sigma} - q_{bH}$

Trong đó: Q_H – công suất phản kháng trên thanh góp hạ áp máy biến áp, kVAr;

U – cấp điện áp mà điện trở máy biến áp tính quy đổi về, kV;

R_B – điện trở máy biến áp tính quy đổi về cấp điện áp, Ω

C – đơn giá tiền tổn thất điện năng, đ/kWh;

τ – thời gian tổn thất công suất cực đại, h;

$k = k_{bH} - k_{bc}$ – giá tiền chênh lệch đơn giá giữa tụ hạ áp và cao áp.

Biểu thức (9.24) xác định chính xác dung lượng bù hợp lý tại phía hạ áp ứng với trường hợp đặt tụ điện tập trung tại các thanh góp cao và hạ áp.

9.3.2.2. Phân phối dung lượng bù trong lưới điện cao hoặc hạ áp trong xí nghiệp

Sau khi tìm được dung lượng bù hợp lý phía cao, hạ áp ta tiến hành phân phối các dung lượng bù đó cho các vị trí cần thiết trong lưới điện cao áp và lưới điện hạ áp của xí nghiệp công nghiệp.

Thực chất đây cũng là các bài toán bù cưỡng bức dung lượng q_{bc} và q_{bH} trong các lưới điện cao, hạ áp.

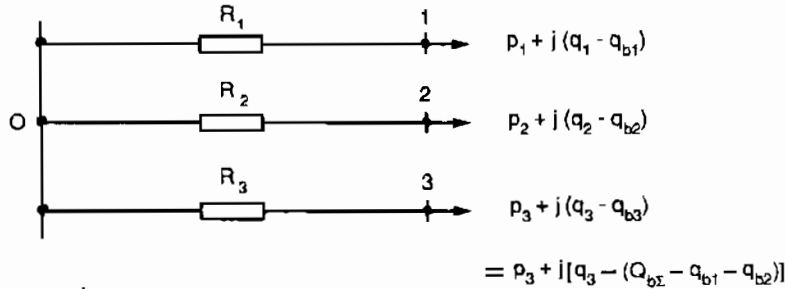
Về nguyên tắc, tại các địa điểm cần thiết trong lưới điện ta cần đặt một dung lượng q_{bi} nào đó.

Để tìm các dung lượng q_{bi} tại các điểm cần lập hàm chi phí tính toán hằng năm (9.20) ứng với các ràng buộc $\Sigma q_{bi} = q_{bc}$ hoặc $\Sigma q_{bi} = q_{bH}$ tùy theo từng lưới.

Trong một số trường hợp riêng, lưới có hình dạng đặc biệt như dạng hình tia và dạng đường trục chính liên thông có thể thành lập được các công thức đơn giản và tiện lợi để xác định dung lượng bù đặt tại các vị trí khác nhau.

a) Lưới điện hình tia

Xét lưới điện hình tia có sơ đồ thay thế tính toán nêu trên hình 9.8.



Hình 9.8. Sơ đồ thay thế lưới điện hình tia

Để giải bài toán phân phối dung lượng bù trong lưới điện hình tia ta cũng lập hàm chi phí tính toán hằng năm theo (9.20)

$$\begin{aligned} Z_u &= (a_{vh} + a_{lc})k_b q_{b1} + CT\Delta P_b \cdot q_{b1} + \frac{C\tau R_1 \cdot 10^{-3}}{U^2} [p_1^2 + (q_1 - q_{b1})^2] + \\ & (a_{vh} + a_{lc})k_b q_{b2} + CT\Delta P_b \cdot q_{b2} + \frac{C\tau R_2 \cdot 10^{-3}}{U^2} [p_2^2 + (q_2 - q_{b2})^2] + \\ & (a_{vh} + a_{lc})k_b q_{b3} + CT\Delta P_b \cdot q_{b3} + \frac{C\tau R_3 \cdot 10^{-3}}{U^2} [p_3^2 + (q_3 - q_{b3})^2] \rightarrow \min \end{aligned}$$

Để giải, ta lần lượt lấy đạo hàm hàm Z_u theo q_{b1} và q_{b2} rồi cho bằng không rồi giải hệ phương trình của các đoạn hàm riêng này:

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{b1}} = (a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b - \frac{2C\tau R_1 \cdot 10^{-3}}{U^2} (q_1 - q_{b1}) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{b2}} = (a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b - \frac{2C\tau R_2 \cdot 10^{-3}}{U^2} (q_2 - q_{b2}) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial Z}{\partial q_{b3}} = (a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b - \frac{2C\tau R_3 \cdot 10^{-3}}{U^2} (q_3 - q_{b3}) = 0 \quad (3)$$

Biến đổi hệ 3 phương trình (1), (2), (3) trên ta được:

$$(q_1 - q_{b1})R_1 = \frac{[(a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b] \cdot U^2 \cdot 10^3}{2C\tau} = H \quad (1')$$

$$(q_2 - q_{b2})R_2 = \frac{[(a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b] \cdot U^2 \cdot 10^3}{2C\tau} = H \quad (1')$$

$$(q_3 - q_{b3})R_3 = \frac{[(a_{vh} + a_{lc})k_b + CT\Delta P_b] \cdot U^2 \cdot 10^3}{2C\tau} = H \quad (3')$$

Từ (1'), (2'), (3') nhận thấy:

$$(q_1 - q_{b1})R_1 = (q_2 - q_{b2})R_2 = (q_3 - q_{b3})R_3 = H = \text{const.}$$

Hay là: $q_1 - q_{b1} = \frac{H}{R_1} \quad (a)$

$$q_2 - q_{b2} = \frac{H}{R_2} \quad (b)$$

$$q_3 - q_{b3} = \frac{H}{R_3} \quad (c)$$

Cộng ba đẳng thức (a), (b), (c) ta được:

$$(q_1 + q_2 + q_3) - (q_{b1} + q_{b2} + q_{b3}) = H \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \right) \quad (d)$$

Hay là: $(Q_\Sigma - Q_{b\Sigma})R_w = H \quad (e)$

Trong đó: $Q_\Sigma = q_1 + q_2 + q_3$

$$Q_{b\Sigma} = q_{b1} + q_{b2} + q_{b3} \rightarrow \text{điện trở đẳng trị của mạch hình 9.8.}$$

$$R_w = R_1 // R_2 // R_3$$

Thay (e) vào (d) sẽ rút ra được dạng tổng quát:

$$(q_i - q_{bi})R_i = (Q_\Sigma - Q_{b\Sigma})R_{dt}$$

Vậy dung lượng cần bù đặt tại điểm i là:

$$q_{bi} = q_i - (Q_\Sigma - Q_{b\Sigma}) \cdot \frac{R_{dt}}{R_i} \quad (9.25)$$

Như vậy bài toán phân phối dung lượng bù theo hàm chi phí tính toán hằng năm chuyển thành bài toán đơn giản hơn là bài toán phân phối theo tổng trở.

Ví dụ 9.2

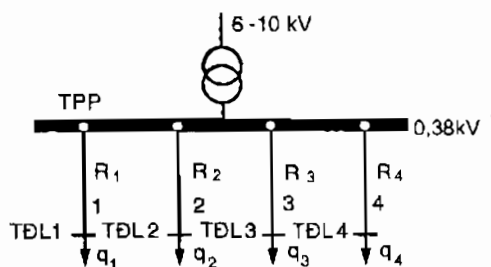
Hãy phân phối dung lượng bù $Q_{b\Sigma} = q_{bH} = 450\text{kVar}$ cho lưới điện 380V nêu trên hình 9.9. Tủ phân phối điện hạ áp TPP cung cấp điện cho 4 tủ động lực TĐL bằng 4 đường dây, điện trở và phụ tải của các đường dây tương ứng:

$$R_1 = 0,005\Omega \quad q_1 = 200\text{kVar}$$

$$R_2 = 0,004\Omega \quad q_2 = 150\text{kVar}$$

$$R_3 = 0,005\Omega \quad q_3 = 100\text{kVar}$$

$$R_4 = 0,008\Omega \quad q_4 = 200\text{kVar}$$



Hình 9.9. Sơ đồ lưới điện hình tia

Giải: Tổng phụ tải phản kháng của toàn lưới:

$$Q_\Sigma = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 = 200 + 150 + 100 + 200 = 650\text{kVar}$$

Tìm điện trở đẳng trị của lưới 0,38kV:

$$F_{dt} = \frac{1}{\frac{1}{0,005} + \frac{1}{0,004} + \frac{1}{0,005} + \frac{1}{0,008}} = 0,0013\Omega$$

Xác định dung lượng bù đặt tại các tủ động lực:

$$q_{b1} = q_1 - (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma}) \frac{R_{d1}}{R_1} = 200 - (650 - 450) \frac{0,0013}{0,005} = 148 \text{ kVar}$$

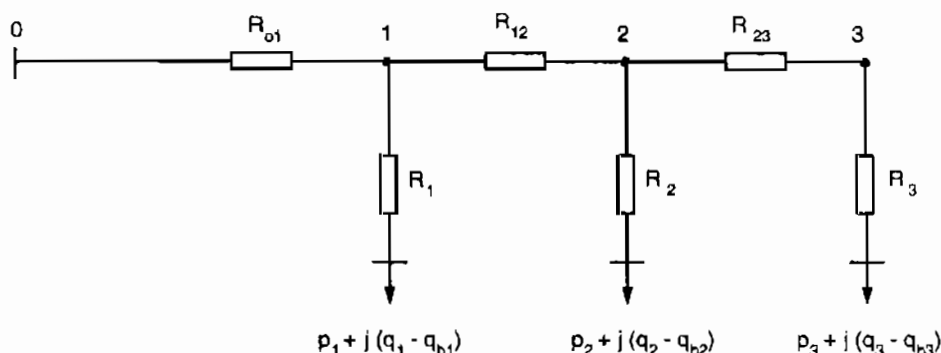
$$q_{b2} = q_2 - (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma}) \frac{R_{d1}}{R_2} = 156 - (650 - 450) \frac{0,0013}{0,004} = 85 \text{ kVar}$$

$$q_{b3} = q_3 - (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma}) \frac{R_{d1}}{R_3} = 100 - (650 - 450) \frac{0,0013}{0,005} = 48 \text{ kVar}$$

$$q_{b4} = q_4 - (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma}) \frac{R_{d1}}{R_4} = 200 - (650 - 450) \frac{0,0013}{0,008} = 169 \text{ kVar}$$

b) Lưới điện liên thông

Xét lưới điện liên thông có sơ đồ thay thế tính toán nêu trên hình 9.10.



Hình 9.10. Sơ đồ thay thế lưới điện liên thông

Lập hàm chi phí tính toán hằng năm:

$$Z_{tt} = (a_{vh} + a_{lw}) k_b Q_{b\Sigma} + CTAP_b Q_{b\Sigma} + \frac{C_{\tau} \cdot 10^{-3}}{U^2} \left\{ [P_3^2 + (q_3 - q_{b3})^2] (R_3 + R_{23}) + \right. \\ \left. + [P_2^2 + (q_2 - q_{b2})^2] R_2 + [(P_2 + p_3)^2 + (q_2 + q_3 - q_{b2} - q_{b3})^2] R_{12} + \right. \\ \left. + [(P_1^2 + (q_1 - Q_{b\Sigma} + q_{b2} + q_{b3})^2] R_1 + [(p_1 + p_2 + p_3)^2 + (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma})^2] R_{01} \right\} \rightarrow \min$$

Với ràng buộc $Q_{b\Sigma} = \Sigma q_{bi} = q_{b1} + q_{b2} + q_{b3}$.

Lần lượt lấy đạo hàm hàm Z theo các q_{bi} và cho bằng không rồi bằng các thủ tục biến đổi tương tự như trên (mục a) ta tìm được công thức xác định dung lượng bù như sau:

$$q_{bm} = q_m - \left(\sum_{i=m}^n q_i - \sum_{i=m}^n q_{bi} \right) \frac{R_{dtm}}{R_m} \quad (9.26)$$

Trong đó:

q_{bm} – dung lượng bù đặt tại vị trí có phụ tải q_m ;

$\sum_{i=m}^n q_i$ – tổng dung lượng công suất phản kháng kể từ phụ tải q_m đến phụ tải q_n ;

$\sum_{i=m}^n q_{bi}$ – tổng dung lượng cần bù từ phụ tải q_m đến phụ tải q_n ;

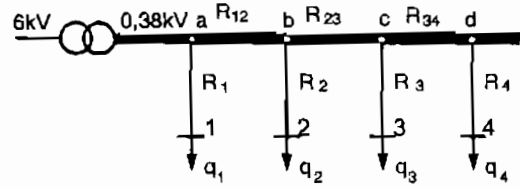
R_m – điện trở của nhánh m ;

R_{dtm} – điện trở đẳng trị giữa nhánh m và phần lưới từ nút m đến nút n .

Ví dụ 9.3

Cần phân bố dung lượng bù trên các đoạn của lưới điện trục chính hình 9.11 dùng thành dẫn có:

$$\begin{aligned} R_{12} &= 0,0004 \Omega; R_{23} = 0,0004 \Omega; R_{34} = 0,001 \Omega \\ R_1 &= 0,0001 \Omega; R_2 = 0,001 \Omega; R_3 = 0,001 \Omega; \\ R_4 &= 0,001 \Omega \\ Q_{b\Sigma} &= \Sigma q_{bi} = 800 \text{ kVAR}; q_1 = 250 \text{ kVAR}; \\ q_2 &= 250 \text{ kVAR}; q_3 = 250 \text{ kVAR}; q_4 = 250 \text{ kVAR}; \end{aligned}$$



Hình 9.11. Sơ đồ lưới điện chính

Giải:

Tổng công suất phản kháng của lưới:

$$Q_{\Sigma} = \Sigma q_i = 4.250 \text{ kVAR} = 1000 \text{ kVAR}$$

Tổng công suất bù cần phân phối:

$$Q_{b\Sigma} = \Sigma q_i = 800 \text{ kVAR}$$

Xác định tổng trở đẳng trị tại các điểm nút của lưới trục chính:

$$\begin{aligned} \text{a) Ở nút c: } R_{d3} &= \frac{R_3(R_{34} + R_4)}{R_3 + R_{34} + R_4} = 0,66.10^{-3} \Omega \\ \text{b) Ở nút b: } R_{d2} &= \frac{R_2(R_{23} + R_{d3})}{R_2 + R_{23} + R_{d3}} = 0,515.10^{-3} \Omega \\ \text{c) Ở nút a: } R_{d1} &= \frac{R_1(R_{12} + R_{d2})}{R_1 + R_{12} + R_{d2}} = 0,09.10^{-3} \Omega \end{aligned}$$

Lượng công suất bù được phân phối như sau:

1. Đối với nhánh rẽ R_1

$$q_{b1} = q_1 - (Q_{\Sigma} - Q_{b\Sigma}) \frac{R_{d1}}{R_1} = 250 - (1000 - 800) \frac{0,09.10^{-3}}{0,1.10^{-3}} = 70 \text{ kVAR}.$$

2. Đối với nhánh rẽ R_2 , lượng công suất bù được đặt điểm b:

$$Q_{b\Sigma}'' = Q_{b\Sigma} - q_{b1} = 800 - 70 = 730 \text{ kVAR};$$

do đó, đối với nhánh rẽ R_2 :

$$q_{b2} = q_2 - (Q_{\Sigma} - q_1 - Q_{b\Sigma}'') \frac{R_{d2}}{R_2} = 250 - (1000 - 250 - 730) \frac{0,515.10^{-3}}{1.10^{-3}} = 240 \text{ kVAR}$$

3. Đối với nhánh rẽ R_3 , lượng công suất bù được đặt ở điểm c.

$$Q_{b\Sigma}''' = Q_{b\Sigma} - q_{b1} - q_{b2} = 800 - 70 - 240 = 490 \text{ kVAR};$$

do đó, đối với nhánh rẽ R_3 :

$$q_{b3} = q_3 - (Q_{\Sigma} - q_1 - q_2 - Q_{b\Sigma}''') \frac{R_{d3}}{R_3} = 250 - (1000 - 250 - 250 - 490) \frac{0,66.10^{-3}}{1.10^{-3}} = 245 \text{ kVAR}$$

4. Đối với nhánh rẽ R_4 , lượng công suất bù được xác định theo biểu thức:

$$q_{b4} = Q_{b\Sigma} - (q_{b1} + q_{b2} + q_{b3}) = 800 - (70 + 240 + 245) = 245 \text{ kVAR}$$

9.4. BỐ TRÍ THIẾT BỊ BÙ

Sau khi đã xác định được công suất bù cần thiết và lựa chọn được các loại thiết bị cần xác định vị trí đặt các thiết bị bù cho phù hợp.

Vị trí lắp đặt thiết bị bù được xác định theo cực tiểu hàm chi phí tính toán hàng năm đã được trình bày ở phần trên.

Để định hướng sơ bộ cho việc: xác định vị trí lắp đặt thiết bị bù có thể thực hiện theo những chỉ dẫn sau:

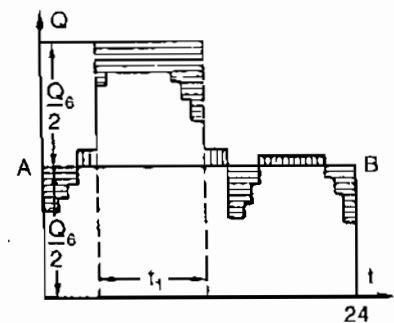
1. Trong các xí nghiệp có các động cơ không đồng bộ cao áp, hợp lý hơn nên đặt tụ điện ở cấp điện áp 6 – 10kV.
2. Trong các xí nghiệp có lưới điện áp 0,38kV có thể đặt tụ điện ở cả phía 0,38 kV lẫn phía 6 – 10kV hoặc chỉ đặt ở phía 0,38kV. Việc lựa chọn phương án được tiến hành trên cơ sở so sánh kinh tế kỹ thuật.
3. Trong các xí nghiệp có lưới điện áp 0,22kV, nếu hệ số công suất nhỏ hơn 0,7 nên đặt tụ điện ở phía 0,22kV. Khi hệ số công suất lớn hơn 0,7 nên đặt các tụ điện về phía điện áp 6 – 10kV.
4. Các tụ điện có điện áp 0,22 – 0,5kV cần quan tâm tới an toàn cháy nổ khi đặt tập trung thành nhóm ở trong các tủ điện cũng như khi đặt tập trung ở các trạm biến áp. Trong tất cả các trường hợp khi cần giảm tải cho các máy biến áp, các tụ điện nên đặt tập trung ở phía điện áp 0,22 – 0,5kV.
5. Công suất của các bộ tụ điện đặt tập trung trong các tủ tụ bù không nên nhỏ hơn 30kVAR để tránh làm tăng chi phí cho các thiết bị đóng cắt, các thiết bị đo lường và chi phí lắp đặt tủ.

9.5. ĐIỀU CHỈNH DUNG LƯỢNG CỦA CÁC BỘ TỤ BÙ

Khi nâng cao hệ số công suất tới giá trị 0,92 – 0,95 đồ thị tiêu thụ công suất phản kháng mang ý nghĩa quan trọng. Các công trình nghiên cứu đồ thị phụ tải của các xí nghiệp công nghiệp đã chỉ ra rằng mặc dù phụ tải tác dụng giảm cũng không kéo theo việc giảm công suất phản ứng nên dao động công suất phản kháng rất đáng kể và dễ gây quá điện áp hoặc dao động điện áp.

Đối với các bộ tụ điện tĩnh, việc điều khiển công suất phản kháng phát ra của chúng chỉ được thực hiện theo từng cấp bằng cách chia các bộ tụ thành các bộ phận có dung lượng nhỏ hơn. Số bộ tụ có dung lượng nhỏ càng nhiều thì việc điều chỉnh dung lượng bù càng thuận tiện, nhưng chi phí sẽ đắt hơn (do phải lắp thêm các bộ đổi nối và các thiết bị bảo vệ).

Trên hình 9.12 nêu đồ thị tiêu thụ công suất phản kháng ngày đêm và bộ tụ được chia thành hai phần nhỏ có dung lượng $\frac{Q_h}{2}$.



Hình 9.12. Ví dụ sử dụng đồ thị phụ tải phản kháng để giải quyết vấn đề chia nhỏ các bộ tụ thành từng phần.

Đường AB trên hình chỉ sự làm việc của bộ tụ có dung lượng $\frac{Q_b}{2}$ được mắc vào lưới suốt ngày đêm 24h, còn bộ tụ thứ hai chỉ được đóng vào lưới theo đồ thị phụ tải trong thời gian t_1 h.

Việc điều chỉnh dung lượng bù theo cấp có nhược điểm.

1. Tụ có thể làm việc trong thời gian nào đó theo đồ thị phụ tải. Trong khoảng thời gian tụ làm việc có thể có những lúc thiếu hoặc thừa công suất bù (quá bù). Trên hình 9.12 những lúc này được chỉ ra bằng những nét gạch.

2. Việc lắp đặt thêm các thiết bị điều khiển dung lượng bù gây tốn kém do xét tới việc tăng chi phí đầu tư để đặt thêm các thiết bị đóng cắt phụ (máy cắt điện, dao cách ly, máy biến dòng điện v.v...).

Việc lắp đặt máy cắt điện chỉ nên sử dụng đối với các bộ tụ điện áp 6–10kV có dung lượng từ 400kVar trở lên, còn dưới 400kVar không nên đặt vì lý do kinh tế.

Việc điều khiển dung lượng các bộ tụ bù theo đường cấp có thể thực hiện bằng tay hoặc bằng các thiết bị tự động hoá.

Khi trong các trạm biến áp người trực thường xuyên hoặc trong hệ thống cung cấp điện có thiết bị điều khiển từ xa, việc tự động hoá quá trình này thực chất là không có lợi. Trong các trạm biến áp không có người trực thường xuyên việc tự động hoá quá trình đóng, cắt dung lượng tụ bù là hoàn toàn phù hợp.

Việc điều chỉnh tự động dung lượng các bộ tụ bù có thể được thực hiện theo: điện áp, dòng điện, chiều của luồng công suất phản kháng, theo thời gian ngày đêm.

9.6. TỰ ĐỘNG ĐIỀU CHỈNH DUNG LƯỢNG BÙ CHO CÁC BỘ TỤ ĐIỆN 6 – 10KV

Đặc điểm của các thiết bị tự động điều chỉnh dung lượng bù và phạm vi ứng dụng của chúng có thể tóm tắt như sau:

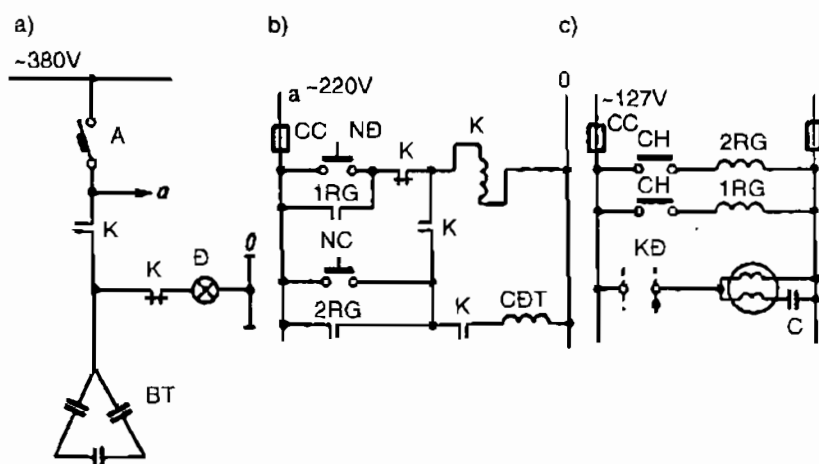
1. Việc tự động điều chỉnh dung lượng của các bộ tụ điện theo điện áp trên thanh góp được dùng trong các trường hợp khi muốn đồng thời đảm bảo cả điều chỉnh điện áp.

2. Việc tự động điều chỉnh dung lượng của các bộ tụ điện theo dòng dòng điện phụ tải được dùng đối với các thiết bị điện có đồ thị phụ tải phản kháng thay đổi nhiều mang tính đột biến.

3. Việc tự động điều chỉnh dung lượng của các bộ tụ điện theo chiều luồng công suất phản kháng được dùng cho các trạm cực (trạm đầu cuối) độc lập và ở xa.

4. Việc tự động điều chỉnh dung lượng bù của các bộ tụ điện theo thời gian ngày đêm được dùng khi biết rõ đồ thị phụ tải phản kháng ngày đêm có tính chất gần như không thay đổi của xí nghiệp.

Sơ đồ nguyên lý một số mạch tự động điều chỉnh dung lượng bù của các bộ tụ điện được nêu trên các hình 9.13 và hình 9.14.

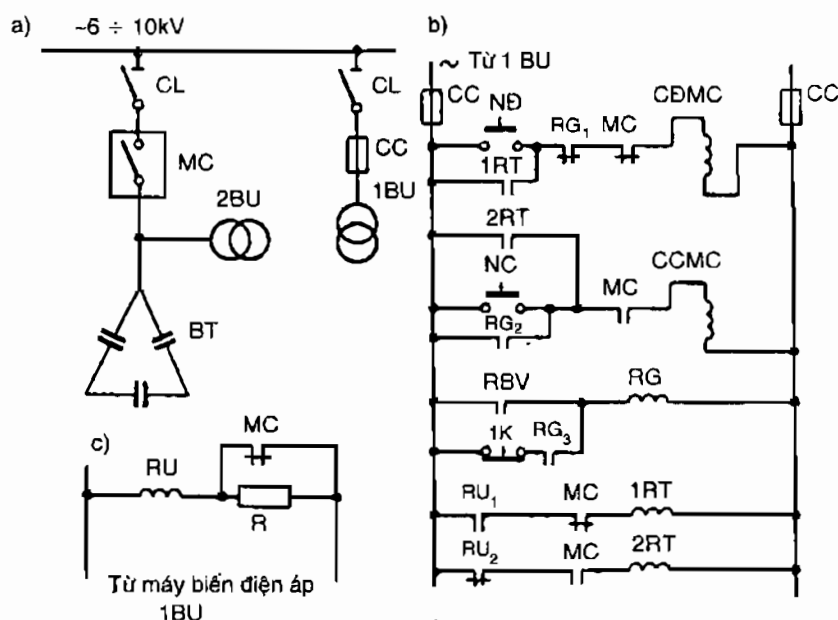


Hình 9.13. Sơ đồ tự động điều chỉnh dung lượng bù của các bộ tụ điện trong lưới điện hạ áp 380V phụ thuộc vào thời gian ngày đêm

a) Sơ đồ mắc tụ điện; b. Mạch điều khiển và tự động điều chỉnh; c) Mạch các thiết bị chỉ huy.

A. áp tô mát đóng, cắt và bảo vệ tụ; K – công tắc tơ; RG – rơle trung gian; CC – cầu chì; CH – thiết bị chỉ huy; KĐ – khóa điều khiển; BT – Bộ tụ bù; CĐT – chốt điện tử; NĐ, NC – nút đóng, nút cắt; Đ – đèn phóng điện.

Thiết bị chỉ huy CH có thể thay bằng rơle đồng hồ thời gian ngày đêm.



Hình 9.14. Sơ đồ tự động điều chỉnh dung lượng bù của các bộ tụ theo điện áp trên thanh góp trạm biến áp 6 – 10kV

a) Sơ đồ mắc tụ; b) Mạch điều khiển và tự động điều chỉnh; c) Mạch máy biến điện áp BU.

MC – máy cắt điện; CC – cầu chì; RT – rơle thời gian; CĐMC – cuộn đóng máy cắt điện; CCMC – cuộn cắt máy cắt điện; CL – dao cách ly; RH – rơle điện áp; RBV – các tiếp điểm từ sơ đồ bảo vệ rơle; RG – rơle trung gian; NĐ, NC – nút đóng, nút cắt; BT – Bộ tụ bù; BU – máy biến điện áp; 1K – tiếp điểm không chế.

10.1. KHÁI NIỆM CHUNG

10.1.1. Ý nghĩa của bảo vệ role

Trong quá trình vận hành hệ thống cung cấp điện có thể xảy ra những sự cố hư hỏng và những chế độ làm việc không bình thường của lưới điện và các trang thiết bị điện của các hộ tiêu thụ.

Phần lớn sự hư hỏng đều dẫn tới làm tăng dòng điện và giảm điện áp trong các phần tử của hệ thống cung cấp điện.

Trạng thái hư hỏng nặng nề nhất là ngắn mạch các dạng.

Dòng điện và hồ quang xuất hiện ở những chỗ hư hỏng gây phát sinh nhiệt, phá huỷ thiết bị về mặt nhiệt và về mặt cơ học khi dòng xung kích lớn.

Điện áp giảm sẽ phá huỷ sự làm việc bình thường của các hộ tiêu thụ và gây nên mất ổn định cho các máy phát điện đồng bộ đang làm việc song song.

Các chế độ làm việc không bình thường do điện áp và tần số giảm sẽ ảnh hưởng tới sự làm việc của các hộ tiêu thụ và có nguy cơ làm mất đồng bộ của các máy phát điện.

Các chế độ làm việc không bình thường do dòng điện và điện áp tăng cao hơn giá trị định mức sẽ dẫn tới sự huỷ hoại cách điện và làm hư hỏng các thiết bị điện.

Để đảm bảo cung cấp điện một cách tin cậy cho các hộ tiêu thụ, để phòng sự phá huỷ các trang thiết bị điện và đảm bảo sự làm việc ổn định của các máy phát điện và hệ thống điện cần phải loại trừ bằng cách cắt nhanh phần tử bị hư hỏng ra khỏi hệ thống và kịp thời loại trừ các chế độ làm việc không bình thường nguy hiểm tới các hộ tiêu thụ và các trang thiết bị điện.

Để thực hiện nhiệm vụ trên, người ta dùng các thiết bị bảo vệ như: cầu chì, role và các thiết bị tự động hoá.

Cầu chì là thiết bị bảo vệ đơn giản nhất.

Song theo mức độ tăng công suất và điện áp của các thiết bị điện cũng như việc tăng tính phức tạp của các sơ đồ thì khả năng bảo vệ bằng cầu chì bị hạn chế. Để khắc phục người ta dùng bảo vệ role.

Bảo vệ role là dạng cơ bản của tự động hoá điện. Thiếu nó, hệ thống cung cấp điện không thể có khả năng làm việc bình thường và tin cậy.

Bảo vệ role thực hiện việc kiểm tra liên tục các trạng thái làm việc của các phần tử trong hệ thống cung cấp điện và có phản ứng thích hợp khi xuất hiện sự cố và chế độ làm việc không bình thường. Nhiệm vụ của nó là cắt phần dưới điện hoặc các thiết bị điện bị hư hỏng bằng cách tác động lên máy cắt điện hoặc dao ngắn mạch trong các thiết bị điện cao áp hoặc tác động lên áp tô mát trong các thiết bị điện hạ áp, báo tín hiệu cho biết tình trạng làm việc không bình thường và cắt khi cần thiết.

Trong các hệ thống cung cấp điện hiện đại bảo vệ rơle gắn chặt với các thiết bị tự động hoá bằng điện dùng để tự động khôi phục một cách nhanh chóng chế độ làm việc bình thường đảm bảo cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ.

Các thiết bị tự động hoá bao gồm:

- Tự động đóng lặp lại (TĐL)
- Tự động đóng nguồn và thiết bị dự trữ (TĐD).
- Tự động giảm tải theo tần số.

10.1.2. Các yêu cầu cơ bản đối với bảo vệ rơle

Thiết bị bảo vệ rơle phải thoả mãn các yêu cầu cơ bản sau:

10.1.2.1. Tính tác động nhanh của bảo vệ

Phần tử bị sự cố của hệ thống cung cấp điện cần phải được cắt nhanh nhằm mục đích giảm phạm vi sự cố, thời gian sự cố và duy trì sự làm việc ổn định giữa các nguồn cung cấp và hộ tiêu thụ điện.

Các bảo vệ cắt nhanh hoặc tác động tức thời có thời gian tác động không quá 50ms (khoảng 2,5 chu kỳ của dòng điện tần số công nghiệp 50Hz).

10.1.2.2. Tính tác động chọn lọc của bảo vệ

Bảo vệ được gọi là tác động có chọn lọc khi phần tử bị sự cố của hệ thống cung cấp điện được cắt ra khỏi nguồn bằng các máy cắt gần nó nhất, nghĩa là chỉ có phần tử bị hư hỏng mới bị loại trừ ra khỏi hệ thống cung cấp điện.

Bảo vệ tác động không chọn lọc khi cắt máy cắt của phần tử bên cạnh không bị sự cố. Thực hiện điều kiện tác động không chọn lọc của bảo vệ trong một số trường hợp làm tăng thời gian tác động của nó, nghĩa là không thực hiện được yêu cầu tác động nhanh.

Tuỳ từng trường hợp cụ thể, xuất phát từ những điều kiện làm việc của hệ thống mà ưu tiên tôn trọng yêu cầu thứ nhất hay yêu cầu thứ hai.

10.1.2.3. Tính tác động tin cậy của bảo vệ

Tính tác động tin cậy đảm bảo cho các rơle hoặc hệ thống rơle (sơ đồ bảo vệ rơle) làm việc đúng theo chức năng được giao nghĩa là mức độ đảm bảo chắc chắn rằng các rơle hoặc hệ thống rơle sẽ tác động đúng nếu chúng được giao nhiệm vụ tác động khi có sự cố và đảm bảo chắc chắn rằng các rơle hoặc hệ thống rơle không tác động sai.

Việc thoả mãn yêu cầu này phụ thuộc vào chất lượng của rơle và các dụng cụ điện trong sơ đồ bảo vệ cũng như phụ thuộc vào mức độ phức tạp của sơ đồ. Đảm bảo nhất là nên dùng các sơ đồ bảo vệ đơn giản, sử dụng ít rơle, sự tác động tương hỗ giữa chúng đơn giản, đảm bảo số tác động nối tiếp là ít nhất khi bảo vệ tác động. Để đơn giản cho sơ đồ bảo vệ, không nên xét tới các sự cố có xác suất xảy ra nhỏ.

Để đảm bảo tin cậy, ngoài bảo vệ chính thường đặt thêm bảo vệ dự phòng.

10.1.2.4. Độ nhạy của bảo vệ

Độ nhạy của rơle hoặc hệ thống rơle được đặc trưng bởi khả năng "cảm nhận" sự cố của chúng.

Rơle hoặc hệ thống rơle bảo vệ phải có phản ứng tác động ngay khi xuất hiện sự cố hay chế độ làm việc không bình thường trong hệ thống cung cấp điện ngay cả khi đại lượng mà bảo vệ phản ứng (dòng điện, điện áp và các quan hệ giữa chúng), thay đổi về phía không thuận lợi cho sự tác động của bảo vệ.

Độ nhạy của sơ đồ bảo vệ này hay sơ đồ bảo vệ khác là tiêu chuẩn để đánh giá xem sơ đồ có dùng được hay không.

Để đánh giá độ nhạy, ta dùng hệ số độ nhạy – k_{nh} . Hệ số độ nhạy là tỷ số giữa các trị số tính toán của các đại lượng điện đặt vào role. Khi xảy ra sự cố mà nó phản ứng và trị số ngưỡng khởi động được ấn định trước. Ví dụ, với bảo vệ dòng điện cực đại.

$$k_{nh} = \frac{I_R}{I_{kđR}} \quad (10.1).$$

Trong đó: I_R : dòng điện ngắn mạch có giá trị nhỏ nhất đi qua cuộn dây của role;

$I_{kđR}$: Dòng điện khởi động của role hay ngưỡng tác động của role được tính toán xác định để cài đặt trước.

10.1.3. Các loại rơ le và sơ đồ bảo vệ rơ le

10.1.3.1. Các loại rơ le

Trong đa số các trường hợp các thiết bị bảo vệ rơ le được dùng là rơ le xoay chiều, các rơ le này thu nhận tín tức về tình trạng của phần tử được bảo vệ và tác động khi các phần tử này bị sự cố hư hỏng hoặc chế độ làm việc định trước của chúng bị vi phạm.

Trong bảo vệ rơ le người ta sử dụng rộng rãi:

- Các rơ le dòng điện, các rơ le điện áp phản ứng theo sự thay đổi của dòng điện và điện áp.

- Rơ le định hướng công suất phản ứng theo sự thay đổi góc pha giữa dòng điện và điện áp đặt vào rơ le. Rơ le định hướng công suất sẽ tác động khi thay đổi dấu công suất ở đối tượng được bảo vệ.

- Rơ le tổng trở phản ứng theo sự thay đổi giữa điện áp và dòng điện. Tổng trở đo được là thương số của điện áp tại chỗ đặt bảo vệ với dòng điện phụ tải.

Ở chế độ làm việc bình thường, tổng trở đo được ở chỗ đặt bảo vệ phụ thuộc vào trị số và góc pha của dòng điện phụ tải.

- Rơ le so lệch dòng điện phản ứng theo hiệu số của dòng điện ở hai đầu của phần tử được bảo vệ.

Các rơ le dòng điện xoay chiều được chế tạo dựa trên nguyên lý điện từ, điện động, cảm ứng và sử dụng dòng điện và điện áp được nắn tương tự trong kỹ thuật đo lường điện. Phổ biến nhất là các rơ le điện từ và cảm ứng.

Các rơ le được phân chia thành:

- Rơ le sơ cấp là rơ le dòng điện hay điện áp thông thường mắc trực tiếp vào dòng điện hay điện áp mạch sơ cấp của phần tử được bảo vệ.

- Rơ le thứ cấp là rơ le được tính toán để mắc vào nguồn là các cuộn dây thứ cấp của các máy biến dòng điện và máy biến điện áp đo lường.

- Rơ le tác động trực tiếp cũng là những rơ le dòng điện hay rơ le điện áp thông thường. Các rơ le loại này thường được lắp trực tiếp trong các bộ truyền động của máy cắt điện, tác động trực tiếp vào cơ cấu mở chốt tự do.

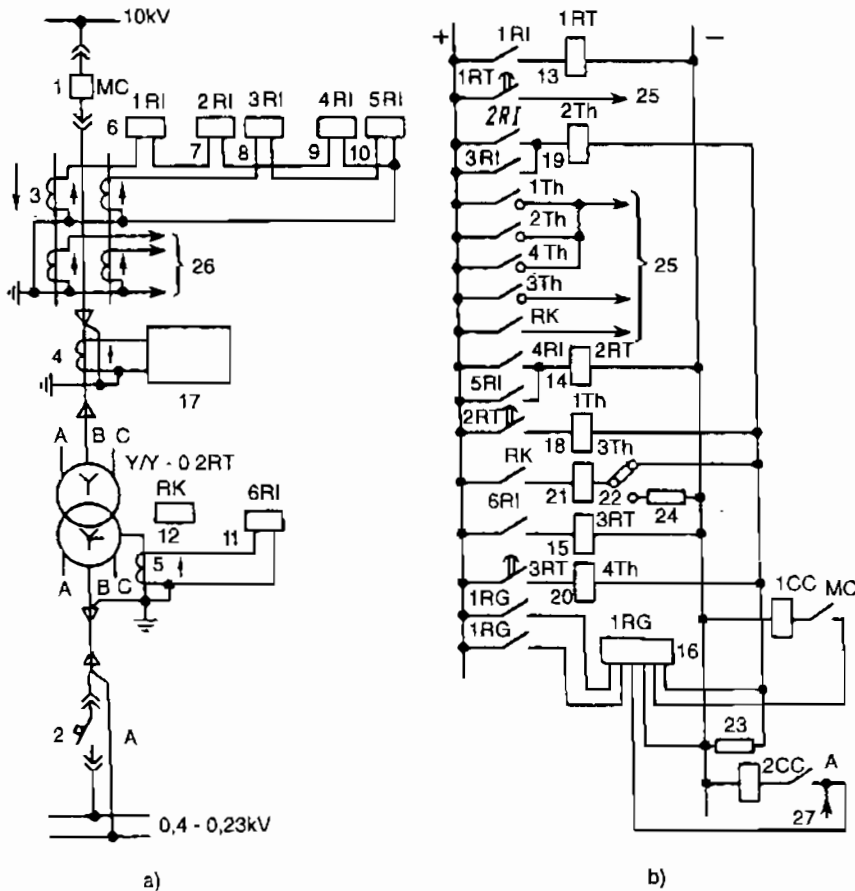
Rơ le tác động trực tiếp có thể là rơ le sơ cấp hay rơ le tác động gián tiếp dùng tiếp điểm của mình để đóng cắt mạch điều khiển. Khi tác động bảo vệ cắt máy cắt điện hay báo tín hiệu.

Trong các thiết bị bảo vệ rơ le dùng phổ biến hơn cả là các rơ le xoay chiều thực hiện theo kiểu thứ cấp tác động gián tiếp.

Trong các sơ đồ bảo vệ còn dùng các rơle phụ các loại khác nhau. Các rơle này đảm bảo thực hiện chức năng tác động theo trình tự logic nhất định như rơle thời gian, rơle trung gian, rơle chỉ thị, rơle tín hiệu...

Những năm gần đây, người ta bắt đầu sử dụng các thiết bị bảo vệ rơle thể hệ mới với các phần tử sắt từ tuyến tính và phi tuyến tính, chỉnh lưu, sơ đồ nhạy pha, dụng cụ bán dẫn và khuếch đại, các rơle xung và rơle kỹ thuật số.

10.1.3.2. Sơ đồ bảo vệ rơle



Hình 10.1. Sơ đồ của bảo vệ máy biến áp 10/0,4kV công suất 160 – 1000kVA

a) Sơ đồ nguyên lý bảo vệ MBA; b) Sơ đồ khai triển mạch thao tác.

1– Máy cắt; 2. Áp tô mát, 3 – 5. Máy biến dòng điện; 6 – 13. Bảo vệ dòng cực đại chống quá tải đối xứng; 7 – 8. Bảo vệ cắt nhanh; 9 – 10 – 14 Bảo vệ dòng cực đại chống ngắn mạch ngoài nhiều pha; 11 – 15. Bảo vệ dòng cực đại có đặc tính thời gian độc lập chống ngắn mạch một pha phía hạ áp bảo vệ được nối vào trung điểm qua máy biến dòng; 12– Rơle khí; 16– Rơle trung gian; 17– Thiết bị phát tín hiệu chạm đất trên đường dây; 18 – 21. Rơle chỉ thị; 22. Thiết bị đổi nối; 23 – 24. Điện trở phụ; 25. Báo tín hiệu; 26. Đến các đồng hồ đo; 27– Tủ bộ phận khởi động rơle cực tiểu của thiết bị TĐD.

Ví dụ về sơ đồ bảo vệ rơle nêu trên hình 10.1.

Sơ đồ bảo vệ rơle gồm có hai phần chính.

– Phần phản ứng là phần chính, nó bao gồm một số rơle cơ bản liên tục thu nhận những thông tin về trạng thái làm việc của phần tử được bảo vệ và có phản ứng khi xuất hiện sự cố hoặc các chế độ làm việc không bình thường bằng cách ra các lệnh thích ứng cho phần tác động logic của bảo vệ.

– Phần logic là phần phụ trợ, nó nhận các lệnh của phần phản ứng tạo nên một trình tự tác động logic khi bảo vệ tác động để báo trước và phát xung điều khiển tới cắt máy cắt điện. Phần logic có thể được thực hiện bằng role hoặc các sơ đồ có sử dụng các phần tử các dụng cụ điện tử, bán dẫn, kỹ thuật số.

Các sơ đồ có thể cho ở dạng kết hợp hoặc khai triển (hình 10.1b).

Trong sơ đồ kết hợp, role được coi như một thể thống nhất được đấu nối với các mạch xoay chiều và điều khiển.

Trong sơ đồ khai triển (hình 10.1b) các mạch được bố trí riêng biệt tùy theo nhiệm vụ của từng mạch. Trong các mạch điện đó có các phần tử của các role khác nhau không phụ thuộc vào cấu tạo của các role này. Các sơ đồ khai triển đọc được một cách dễ dàng, vì vậy thường được dùng cho các sơ đồ bảo vệ role và tự động phức tạp. Nhược điểm chính của chúng là không cho thấy rõ được số role dùng trong sơ đồ, vì vậy để bổ sung cho sơ đồ khai triển người ta thường vẽ thêm các role có trong sơ đồ bảo vệ bên cạnh sơ đồ nguyên lý của phần tử được bảo vệ.

Ngày nay các role kỹ thuật số có thể tích hợp tất cả các chức năng của các role bảo vệ chính và các chức năng của các role phụ trợ.

Nói cách khác, một role kỹ thuật số có thể thay thế cho cả một sơ đồ bảo vệ.

Trong sơ đồ bảo vệ, các role thứ cấp điện xoay chiều nhận tín hiệu về trạng thái của phần tử được bảo vệ từ các máy biến dòng điện và máy biến điện áp đo lường tương ứng.

Trong các sơ đồ bảo vệ lấy chiều dương quy ước của dòng điện trong các cuộn dây của máy biến điện được nêu trên hình 10.1a.

10.2. BẢO VỆ DÒNG ĐIỆN CỰC ĐẠI

10.2.1. Khái niệm về bảo vệ dòng điện cực đại

Để phát hiện các phần tử bị sự cố của hệ thống cung cấp điện ở mọi cấp điện áp người ta sử dụng rộng rãi hiện tượng thay đổi dòng điện chạy qua phần tử được bảo vệ khi có sự cố. Bảo vệ phản ứng theo dòng điện khác với dòng điện trong chế độ làm việc bình thường – dòng điện quá tải, dòng điện chạm đất, dòng điện ngắn mạch v.v...

Bảo vệ phản ứng theo tín hiệu tăng của dòng điện được gọi là bảo vệ dòng điện cực đại hay bảo vệ quá dòng điện.

Vì dòng điện sự cố chạy từ nguồn đến chỗ sự cố qua hàng loạt các phần tử không bị sự cố nên xuất hiện một số khó khăn trong việc thực hiện bảo vệ dòng điện cực đại có chọn lọc.

Theo phương pháp đảm bảo tác động cho chọn lọc, bảo vệ dòng điện cực đại được chia làm hai nhóm:

Bảo vệ dòng điện cực đại có thời gian, tính tác động chọn lọc giữa các bảo vệ được thực hiện bằng cách phối hợp thời gian tác động của các phần tử được bảo vệ.

Bảo vệ cắt nhanh không có thời gian hay với một thời gian không lớn lắm. Tính tác động chọn lọc của chúng được đảm bảo bằng cách các bảo vệ chỉ tác động khi có dòng điện chạy qua chúng lớn hơn dòng điện ngắn mạch khi xảy ra sự cố ở một điểm đã cho nào đó của lưới điện nằm ngoài phạm vi bảo vệ của chúng.

Để có được bảo vệ dòng điện nhảy và chọn lọc ta thực hiện phối hợp bảo vệ cắt nhanh và bảo vệ dòng điện cực đại thành các cấp bảo vệ riêng. Bảo vệ dòng điện nhiều cấp rất chắc chắn vì nó được thực hiện bằng các role đơn giản và rẻ tiền. Vì vậy, bảo vệ dòng điện được dùng rộng rãi để bảo vệ bất cứ phần tử nào của hệ thống cung cấp điện.

Để bảo vệ chống ngắn mạch giữa các pha ta dùng bảo vệ dòng điện cực đại phản ứng theo dòng điện pha. Còn để bảo vệ chống chạm đất thì dùng bảo vệ dòng điện thứ tự không.

Nhược điểm của bảo vệ dòng điện cực đại là độ nhạy và thời gian tác động phụ thuộc vào chế độ làm việc của hệ thống trước khi xảy ra sự cố.

10.2.2. Các sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại

10.2.2.1. Đặc tính thời gian của bảo vệ dòng điện cực đại

Đặc tính thời gian của bảo vệ dòng điện cực đại có hai loại: đặc tính thời gian độc lập – hình 10.2a và đặc tính thời gian phụ thuộc (tỷ lệ nghịch với dòng điện) – hình 10.2b. Các đặc tính thời gian phụ thuộc của bảo vệ dòng điện cực đại dùng role kỹ thuật số thường gặp có dạng nêu trên hình 10.3. Các đường đặc tính này có các độ dốc.

Độ dốc tiêu chuẩn:

$$t = \frac{0,14}{I_*^{0,02} - 1}$$

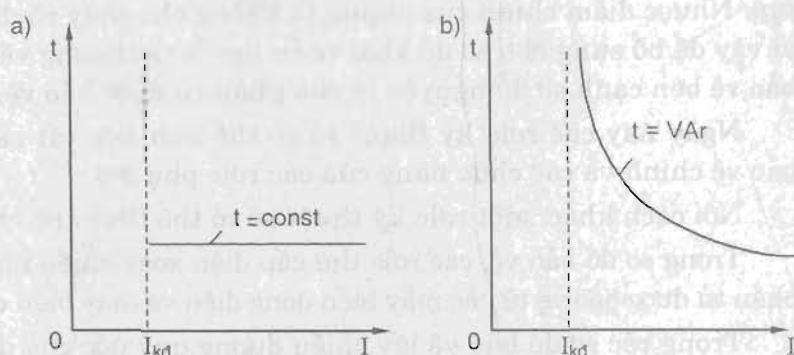
Rất dốc: $t = \frac{13,5}{I_* - 1}$

Cực dốc: $t = \frac{80}{I_*^2 - 1}$

Và dự phòng chống ngắn mạch chạm đất. $t = \frac{120}{I_* - 1}$;

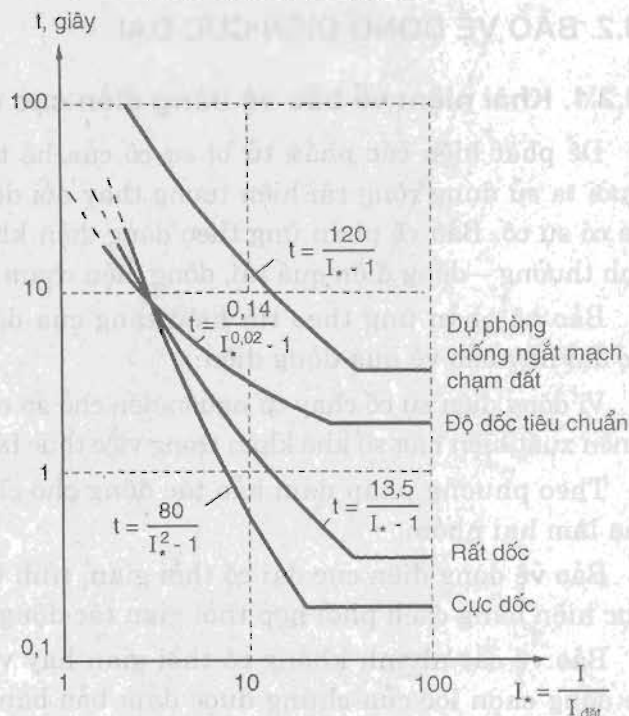
Trong đó: I_* – dòng điện chạy qua role quy đổi về giá trị tương đối so với trị số đặt trên role.

t – thời gian làm việc của bảo vệ, s.



Hình 10.2. Đặc tính thời gian của bảo vệ quá dòng điện

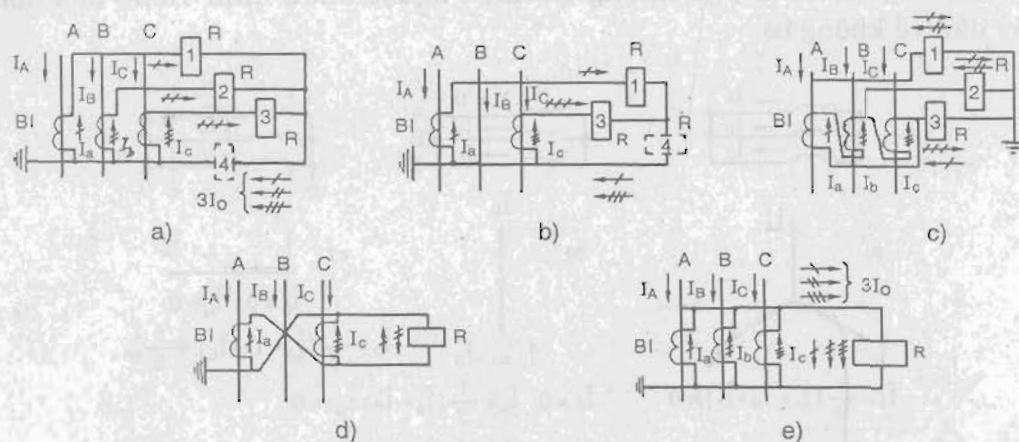
a) Độc lập; b) Phụ thuộc.



Hình 10.3. Đặc tính thời gian phụ thuộc thường gặp của bảo vệ quá dòng điện.

10.2.2.2. Sơ đồ mắc role với máy biến dòng

Trên hình 10.4 trình bày các cách mắc role vào máy biến dòng.



Hình 10.4. Sơ đồ mắc role vào máy biến dòng

- a) Mắc sao hoàn toàn (3 máy biến dòng 3 role);
- b) Mắc sao thiếu (2 máy biến dòng 2 role);
- c) Mắc máy biến dòng hình tam giác, mắc 3 role theo hình sao;
- d) Mắc hiệu dòng điện (2 máy biến dòng 1 role— mắc theo hình số 8);
- e) Mắc thành bộ lọc dòng điện thứ tự không (mắc tổng 3 máy biến dòng, 1 role).

Để cung cấp nguồn cho các mạch của bảo vệ role có thể dùng các sơ đồ mắc role vào máy biến dòng nêu trên hình 10.4.

Sự làm việc của các role mắc vào sơ đồ phụ thuộc vào đặc tính phân bố dòng trong các sơ đồ ở điều kiện làm việc bình thường và điều kiện sự cố.

Trong một vài sơ đồ mắc dòng điện chạy qua role I_R và dòng điện pha bên thứ cấp của máy biến dòng I_{pha} không giống nhau.

Để đặc trưng cho sự sai khác này người ta đưa ra hệ số sơ đồ k_{sd} . Hệ số sơ đồ là tỷ số giữa dòng điện chạy qua role và dòng điện pha bên thứ cấp máy biến dòng:

$$k_{sd} = \frac{I_R}{I_{pha}} \quad (10.2)$$

Sau đây ta xét sự phân bố dòng điện trong các sơ đồ để xác định k_{sd} và phạm vi ứng dụng của chúng.

a) Sơ đồ nối sao hoàn toàn

Trong sơ đồ nối sao hoàn toàn.

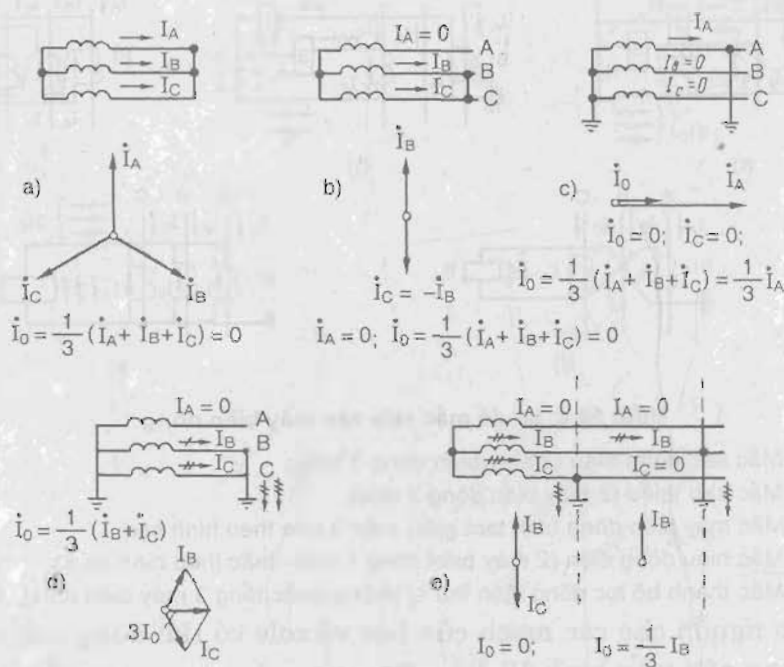
Các máy biến dòng được đặt trong tất cả các pha. Các cuộn dòng thứ cấp của máy biến dòng và cuộn dây role được nối theo sơ đồ hình sao và điểm trung tính của chúng được nối bằng dây dẫn chung được gọi là dây dẫn về (hình 10.4a).

Sự phân bố dòng điện trong các role 1, 2, 3 được xác định theo:

$$I_a = I_A / n_{BI}; \quad I_b = I_B / n_{BI}; \quad I_c = I_C / n_{BI}$$

Còn dòng điện trên dây dẫn về: $I_0 = I_a + I_b + I_c = 0$; n_{BI} – tổng số biến của máy biến dòng.

Khi ngắn mạch hai pha, dòng điện ngắn mạch chỉ xuất hiện trong hai role tương ứng hai pha hư hỏng và có chiều ngược nhau. Do đó dòng điện chạy qua dây dẫn về bằng tổng dòng điện hai pha nhưng có chiều ngược nhau hình 10.5b nên dòng điện của dây dẫn về không có.



Hình 10.5. Đồ thị véc tơ của các dòng điện.

- a) Khi ngắn mạch 3 pha; b) Khi ngắn mạch 2 pha; c) Khi ngắn mạch 1 phía chạm đất;
d) Khi ngắn mạch 2 pha chạm đất; e) Khi hai điểm chạm đất ở các vị trí khác nhau.

Vì vậy, nếu mắc thêm role thứ 4 vào dây dẫn về nó sẽ không phản ứng với dòng phụ tải cũng như dòng ngắn mạch giữa các pha. Đây là đặc điểm quan trọng của sơ đồ mắc sao hoàn toàn.

Trong thực tế, các máy biến dòng có đặc tính và sai số không đồng nhất nên tổng các dòng điện thứ cấp trong cả hai trường hợp này là khác nhau.

Trong dây dẫn về sẽ có một giá trị dòng điện nào đó được gọi là dòng điện không cân bằng I_{Kcb} . Dòng điện về $I_V = I_{Kcb}$.

Ở chế độ làm việc bình thường dòng điện không cân bằng có giá trị khoảng 0,01 – 0,02A. Khi ngắn mạch do dòng điện từ hoá tăng nên dòng điện không cân bằng cũng tăng.

Khi ngắn mạch một pha chạm đất trong lưới có trung tính nối đất) dòng ngắn mạch sơ cấp chỉ chạy qua một pha hư hỏng (hình 10.5c). Khi đó, tương ứng với dòng sơ cấp sẽ chỉ có dòng điện thứ cấp chạy qua một role và khép mạch qua dây dẫn về. Nếu như dây dẫn về không có thì khi ngắn mạch một pha cuộn dây thứ cấp của máy biến dòng đặt trên pha hư hỏng hầu như phải khép mạch qua tổng trở lớn của các cuộn dây thứ cấp của các máy biến dòng bên cạnh tương đương với trạng thái hở mạch. Trong các điều kiện này sơ đồ không phản ứng với ngắn mạch 1 pha, ngoài ra nó còn tạo ra nguy hiểm cho các máy biến dòng do chế độ làm việc với các cuộn dây thứ cấp hở mạch.

Khi ngắn mạch hai pha chạm đất (hình 10.5d) dòng điện xuất hiện trong hai role mắc vào hai pha hư hỏng (ví dụ, B và C).

Trong dây về có dòng điện bằng tổng hình học của hai dòng điện này luôn khác không được rút ra từ đồ thị véc tơ của chúng.

Khi ngắn mạch chạm đất tại hai điểm có vị trí khác nhau có dòng điện chạy trong lưới điện chỉ ra trên hình 10.5e. Trên đoạn giữa các vị trí chạm đất được coi tương tự như ngắn mạch 1 pha chạm đất, còn giữa nguồn cung cấp và vị trí hư hỏng gần nhất chúng được coi tương tự như ngắn mạch hai pha.

Dây dẫn về của sơ đồ nối sao hoàn toàn là bộ lọc các dòng điện thứ tự không. Các dòng điện thứ tự thuận và nghịch có tổng véc tơ bằng 0 nên không hiện diện trong dây dẫn về. Trong dây dẫn về chỉ có $I_V = 3I_0$ chạy qua.

Sơ đồ nối sao hoàn toàn được dùng để bảo vệ tất cả các dạng ngắn mạch. Dòng điện chạy qua role bằng dòng điện pha nên có $k_{sd} = 1$.

Khi đứt dây mạch thứ cấp của một trong các máy biến dòng trong dây dẫn về sẽ xuất hiện dòng điện bằng dòng điện pha nếu có role đặt trên dây dẫn này (role 4) có thể dẫn tới role này tác động nhầm.

b) Sơ đồ nối sao thiếu (sao không hoàn toàn)

Trong sơ đồ nối các máy biến dòng và role theo hình sao thiếu (hình 10.4b) các máy biến dòng được đặt trên hai pha A và C và được nối giống như sơ đồ hình sao. Khi ngắn mạch ba pha và chế độ làm việc bình thường trong các role 1 và 3 có các dòng điện pha tương ứng chạy qua:

$$I_a = \frac{I_A}{n_{BI}} \text{ và } I_c = \frac{I_C}{n_{BI}}.$$

Trong dây dẫn về có dòng điện bằng tổng hình học:

$$I_v = -(I_a + I_c)$$

Khi xét tới đồ thị véc tơ (hình 10.5a) dòng điện trong dây về $I_V = I_b$, nghĩa là bằng dòng điện pha B – pha không đặt máy biến dòng.

Trong trường hợp ngắn mạch hai pha các dòng điện xuất hiện trong một hoặc hai role mắc vào dòng điện pha (1 và 3) phụ thuộc vào ngắn mạch giữa các pha nào.

Khi ngắn mạch giữa các pha A và C (có đặt máy biến dòng điện dòng điện chạy trong dây về theo hình 10.5b bằng không $I_V = 0$).

Khi ngắn mạch giữa các pha AB và BC dòng điện trong dây dẫn về bằng $I_V = I_a$ và $I_V = I_b$.

Trong trường hợp ngắn mạch 1 pha chạm đất của một trong các pha được đặt máy biến dòng điện (A hoặc C), trong cuộn thứ cấp của máy biến dòng và trong dây dẫn về xuất hiện dòng điện ngắn mạch. Khi ngắn mạch chạm đất của pha không đặt máy biến dòng (pha B) trong sơ đồ bảo vệ không xuất hiện dòng điện; do đó sơ đồ nối sao thiếu không phản ứng trong trường hợp pha B chạm đất, vì vậy sơ đồ nối hình sao thiếu chỉ dùng để bảo vệ ngắn mạch giữa các pha. Hệ số sơ đồ $k_{sd} = 1$.

c) Sơ đồ nối máy biến dòng theo hình tam giác và role nối hình sao

Sơ đồ nối các cuộn dây thứ cấp của máy biến dòng theo hình tam giác và các cuộn dây của role nối theo hình sao nêu trên hình 10.4c.

Từ sự phân bố dòng trên hình 10.4c thấy rằng trong mỗi role có dòng điện bằng hiệu hình học của các dòng điện của hai pha:

$$\dot{I}_{1R} = \frac{\dot{I}_A}{n_{BI}} - \frac{\dot{I}_B}{n_{BI}}; \quad \dot{I}_{2R} = \frac{\dot{I}_B}{n_{BI}} - \frac{\dot{I}_C}{n_{BI}}; \quad \dot{I}_{3R} = \frac{\dot{I}_C}{n_{BI}} - \frac{\dot{I}_A}{n_{BI}};$$

Dựa trên cơ sở các biểu thức này và xét tới các đồ thị véc tơ của các dòng điện $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$ và $\dot{I}_C$ (hình 10.5) ta tìm được các dòng điện chạy qua role đối với các dạng ngắn mạch khác nhau.

Ở chế độ làm việc bình thường và ngắn mạch ba pha trong role có các dòng điện dây chạy qua lớn hơn dòng điện pha $\sqrt{3}$ lần và lệch nhau về pha một góc 30° .

Trong bảng 10.1 nêu các giá trị dòng điện khi xảy ra ngắn mạch các dạng khác nhau với giả thiết tỷ số biến của máy biến dòng $n_{BI} = 1$.

Sơ đồ nối các cuộn thứ cấp của máy biến dòng theo hình tam giác có các đặc điểm sau:

1. Các dòng điện đều chạy qua role khi xảy ra ngắn mạch các dạng, nên theo sơ đồ này, bảo vệ có phản ứng với tất cả các dạng ngắn mạch.
2. Tỷ số của dòng điện chạy qua role so với dòng điện pha phụ thuộc vào dạng ngắn mạch. Khi ngắn mạch ba pha và khi làm việc bình thường dòng điện chạy qua role tăng $\sqrt{3}$ lần so với dòng điện pha và lệch pha nhau một góc 30° .
3. Dòng điện thứ tự không không ra khỏi các cuộn dây nối hình tam giác của các máy biến dòng do không có đường để khép mạch qua các cuộn dây của role

BẢNG 10.1. DÒNG ĐIỆN CHẠY QUA ROLE KHI NGẮN MẠCH

Dạng ngắn mạch	Pha hư hỏng	Dòng điện trong role			Dòng điện trong các pha
		1R $\dot{I}_A - \dot{I}_B$	2R $\dot{I}_B - \dot{I}_C$	3R $\dot{I}_C - \dot{I}_A$	
Hai pha	A, B	$2I_A$	I_B	$-I_A$	$I_B = -I_A$ $I_C = 0$
	B, C	$-I_B$	$2I_B$	I_C	$I_C = -I_B$ $I_A = 0$
	C, A	I_A	$-I_C$	$2I_C$	$I_A = -I_C$ $I_B = 0$
Một pha	A	I_A	0	$-I_A$	$I_A = I_N$ I_B và $I_C = 0$
	B	$-I_B$	I_B	0	$I_B = I_N$ I_A và $I_C = 0$
	C	0	$-I_C$	I_C	$I_C = I_N$ I_A và $I_B = 0$

Từ đó nhận thấy rằng, khi ngắn mạch chạm đất chỉ có dòng điện thứ tự thuận và dòng điện thứ tự nghịch chạy qua role, nghĩa là chỉ có một phần của dòng điện ngắn mạch.

Sơ đồ nêu trên được sử dụng chủ yếu cho các bảo vệ dòng điện so lệch và bảo vệ khoảng cách. Hệ số sơ đồ khi ngắn mạch 3 pha và phụ tải đối xứng ba pha:

$$k_{sd}^{(3)} = \frac{I_R}{I_{pha}} = \frac{\sqrt{3} I_{pha}}{I_{pha}} = \sqrt{3}$$

d) Sơ đồ mắc hai máy biến dòng và một rơle theo hiệu dòng điện

Các máy biến dòng được đặt ở hai pha A và C, các cuộn dây thứ cấp của chúng được nối theo hiệu dòng điện hai pha theo hình 10.4d, nghĩa là:

$$\dot{I}_R = \frac{\dot{I}_A}{n_{BI}} - \frac{\dot{I}_C}{n_{BI}} = \dot{I}_a - \dot{I}_c \quad (10.3)$$

Ở chế độ làm việc bình thường và ngắn mạch ba pha hiệu hình học của hai dòng điện $\dot{I}_a - \dot{I}_c$ về giá trị tăng lên $\sqrt{3}$ lần so với dòng điện pha.

Khi ngắn mạch hai pha dòng điện đi qua rơle phụ thuộc vào các pha hư hỏng nào. Ví dụ, khi ngắn mạch hai pha A và C, $\dot{I}_A = -\dot{I}_C$. Thay giá trị của này I_C vào biểu thức (10.3) ta nhận được:

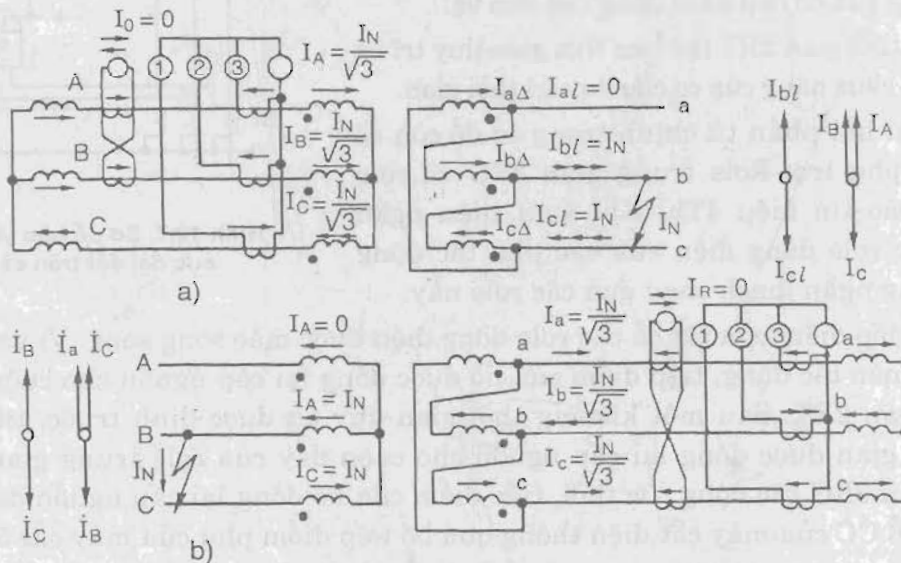
$$I_R = 2I_A/n_{BI} = 2I_a$$

Nghĩa là dòng điện chạy qua rơle tăng lên 2 lần.

Khi ngắn mạch giữa các pha A và B hoặc B và C chỉ có một dòng điện pha I_a hoặc I_c chạy qua rơle.

Trong trường hợp ngắn mạch giữa các pha A và C sau máy biến áp có tổ đấu dây sao – tam giác dòng điện chạy qua rơle $I_R = I_a - I_c = 0$, xem phân bố dòng điện trên hình 10.6.

Đặc điểm này chính là nhược điểm của sơ đồ nên sơ đồ này không được dùng để bảo vệ máy biến áp có tổ đấu dây sao – tam giác.



Hình 10.6. Phân bố dòng điện và đồ thị véc tơ của các dòng điện ngắn mạch hai pha sau máy biến áp có tổ nối dây.

a) Y/Δ; b) Δ/Y

Trong trường hợp ngắn mạch 1 pha – pha B không đặt máy biến dòng dòng điện trong rơle $I_R = 0$.

Sơ đồ mắc rơle theo hiệu dòng điện hai pha được dùng để bảo vệ khi ngắn mạch giữa các pha. Sơ đồ không được dùng để bảo vệ ngắn mạch cho các máy biến áp có tổ đấu dây sao – tam giác và bảo vệ chống ngắn mạch 1 pha.

$$\text{Hệ số sơ đồ ở chế độ đối xứng: } k_{sd}^{(3)} = \frac{I_R}{I_{pha}} = \sqrt{3}$$

10.2.2.3. Sơ đồ nối các máy biến dòng điện thành bộ lọc dòng điện thứ tự không

Các máy biến dòng điện được đặt trên cả ba pha theo hình 10.4e.

Theo sự phân bố dòng điện và đồ thị véc tơ đối với các dạng ngắn mạch khác nhau nêu trên hình 10.5 thấy rằng, việc mắc rơle theo hình 10.4c cũng giống như việc mắc rơle vào dây dẫn về của sơ đồ nối hình sao nêu trên hình 10.4a, dòng điện chạy qua rơle $I_R = 3I_0$.

Sơ đồ bộ lọc thứ tự không được dùng để bảo vệ ngắn mạch 1 pha hoặc 2 pha chạm đất.

10.2.2.4. Các sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại

a) Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại có đặc tính thời gian độc lập

Sơ đồ bảo vệ dòng điện ngắn mạch nhiều pha có đặc tính thời gian tác động độc lập nguồn thao tác một chiều nêu trên hình 10.7.

Các phần tử chính của sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại nêu trên hình 10.7 bao gồm:

Các rơle dòng điện 1RI làm nhiệm vụ tác động khi xuất hiện dòng ngắn mạch và thực hiện chức năng của cơ cấu khởi động của bảo vệ.

Role thời gian 2RT tạo nên thời gian duy trì và thực hiện chức năng của cơ cấu duy trì thời gian.

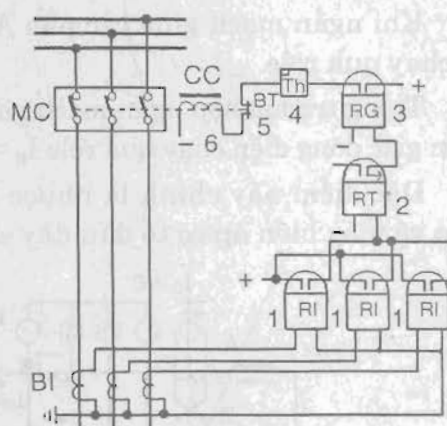
Ngoài hai phần tử chính trong sơ đồ còn có các rơle phụ trợ: Role trung gian 3RG và role chỉ thị báo tín hiệu 4Th. Khi xuất hiện ngắn mạch các rơle dòng điện của các pha tác động do có dòng ngắn mạch chạy qua các rơle này.

Các tiếp điểm của tất cả các rơle dòng điện được mắc song song. Vì vậy khi bất cứ một rơle nào tác động, tiếp điểm của nó được đóng lại cấp nguồn cho cuộn dây của rơle thời gian 2RT. Sau một khoảng thời gian duy trì được định trước, tiếp điểm của rơle thời gian được đóng lại cấp nguồn cho cuộn dây của rơle trung gian 3RG. Role trung gian 3RG tác động tức thời, tiếp điểm của nó đóng lại cấp nguồn dòng điện cho cuộn cắt 6 CC của máy cắt điện thông qua bộ tiếp điểm phụ của máy cắt 5BT.

Role trung gian 3RG không đủ công suất để cấp dòng cho cuộn cắt 6CC.

Role chỉ thị tín hiệu 4Th được mắc nối tiếp với cuộn cắt 6CC của máy cắt. Khi xuất hiện dòng điện trong mạch này rơle chỉ thị sẽ tác động báo tín hiệu để chỉ máy cắt đã được cắt và bảo vệ rơle đã làm việc hay tác động.

Bộ tiếp điểm phụ của bộ truyền động đóng cắt 5BT được dùng để ngăn dòng điện



Hình 10.7. Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại đặt trên cả ba pha

đưa vào cuộn cắt, vì rằng các tiếp điểm của các role trung gian không được tính toán thiết kế để cắt mạch này. Bộ tiếp điểm phụ 5BT phải ngắt mạch cuộn cắt trước khi role trung gian trở về vị trí ban đầu.

Thời gian tác động của bảo vệ được xác định bởi thời gian duy trì được cài đặt trước cho role thời gian và không phụ thuộc vào giá trị dòng điện ngắn mạch. Vì vậy bảo vệ được gọi là bảo vệ có thời gian duy trì độc lập và có đường đặc tính dạng đường thẳng 1 nêu trên hình 10.8.

b) Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại có đặc tính thời gian phụ thuộc

Bảo vệ dòng điện cực đại có đặc tính thời gian phụ thuộc và phụ thuộc giới hạn $t = f(I)$ (đường cong 2 và 3 trên hình 10.8 được dùng cũng giống như bảo vệ dòng điện cực đại có đặc tính thời gian độc lập).

Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại có thời gian phụ thuộc nêu trên hình 10.9.

Hai dạng phải bảo vệ phụ thuộc đều được thực hiện bằng các role dòng điện không tác động tức thời mà có thời gian duy trì phụ thuộc vào giá trị của dòng điện.

Trong sơ đồ này không có role thời gian, role trung gian và role tín hiệu.

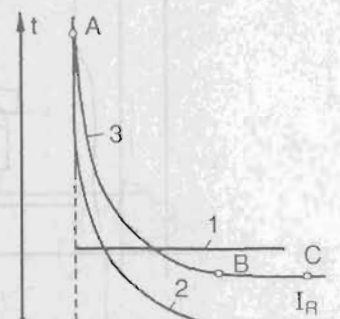
Các role có đặc tính thời gian phụ thuộc RI/T được chế tạo có khả năng đảm nhận cả các chức năng của các role này.

Khác với bảo vệ có đặc tính thời gian độc lập, bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc tác động cả khi quá tải (khi dòng điện chạy qua role $I_R = (1,2-2) I_{kđBV}$, trong đó $I_{kđBV}$ là dòng điện khởi động hay tác động của bảo vệ) với thời gian duy trì lớn hơn thời gian duy trì khi ngắn mạch (đường cong 2 và 3 trên hình 10.8) nên tránh được bảo vệ tác động nhầm khi có những quá tải ngắn hạn. Ngoài ra bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc còn cho phép rút ngắn được thời gian tác động của bảo vệ khi xảy ra ngắn mạch ở đoạn đầu đường dây được bảo vệ nếu như khi sự cố ở đầu đường dây dòng ngắn mạch lớn hơn một cách đáng kể so với dòng ngắn mạch ở cuối đường dây.

Bảo vệ dòng điện cực đại đặt trên cả ba pha trên hình 10.8 và hình 10.9 phản ứng với tất cả các dạng ngắn mạch kể cả ngắn mạch một pha trong lưới có trung tính trực tiếp nối đất.

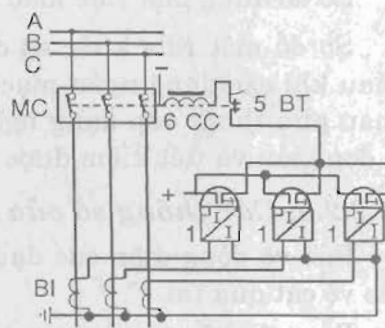
c) Sơ đồ bảo vệ đặt trên hai pha

Trong các lưới điện có trung tính cách điện ngắn mạch một pha là ngắn mạch



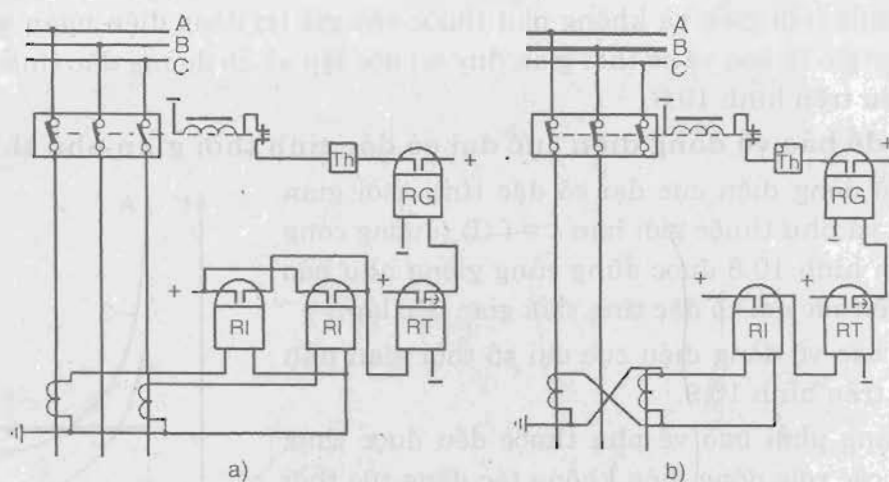
Hình 10.8. Các đường đặc tính phụ thuộc của thời gian duy trì vào các dòng điện chạy qua role bảo vệ dòng điện cực đại

1— Độc lập; 2— Phụ thuộc; 3— Phụ thuộc có giới hạn; AB — Đoạn phụ thuộc và BC — đoạn độc lập của đường đặc tính.



Hình 10.9. Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại có đường đặc tính thời gian phụ thuộc

nhẹ không gây nên dòng ngắn mạch lớn. Dòng ngắn mạch một pha trong lưới này chỉ là dòng điện điện dung. Vì vậy bảo vệ dòng điện cực đại trong các lưới này chỉ cần phản ứng với dòng điện ngắn mạch giữa các pha nên thường được thực hiện theo các sơ đồ hai pha hai role hoặc một role (hình 10.10).



Hình 10.10. Sơ đồ bảo vệ dòng cực đại đặt trên hai pha.

a) Dùng hai role; b) Dùng một role.

Các sơ đồ bảo vệ hai pha cũng được dùng cho lưới có trung tính nối đất để bảo vệ tránh ngắn mạch nhiều pha. Trong các trường hợp cần bảo vệ tránh ngắn mạch một pha chạm đất nên dùng bảo vệ riêng phản ứng theo dòng điện thứ tự không.

Các sơ đồ bảo vệ hai pha cũng giống như các sơ đồ bảo vệ ba pha có thể thực hiện có đặc tính thời gian độc lập và phụ thuộc.

Sơ đồ dùng một role mắc vào hiệu dòng điện hai pha $I_R = I_A - I_C$

Sơ đồ một role khác sơ đồ hai role ở chỗ sơ đồ một role có độ nhạy không như nhau khi các dạng ngắn mạch khác nhau do dòng điện chạy qua role có giá trị khác nhau phụ thuộc vào dạng ngắn mạch (xem mục 2 ở trên). Sơ đồ một role có ưu điểm là đơn giản và tiết kiệm được role.

10.2.2.5. Các thông số của bảo vệ dòng điện cực đại

Bảo vệ dòng điện cực đại dùng để cắt ngắn mạch không thể đồng thời dùng làm bảo vệ cắt quá tải.

Bảo vệ chống ngắn mạch cần phải tác động với thời gian nhanh nhất có thể có được, còn bảo vệ chống quá tải lại cần có thời gian duy trì tương đối lớn để không cắt trang thiết bị điện khi quá tải ngắn hạn không nguy hiểm.

Những yêu cầu trái ngược nhau này không thể cùng thực hiện trên một bảo vệ. Vì vậy, bảo vệ chống ngắn mạch và bảo vệ chống quá tải phải thực hiện riêng rẽ.

Để lựa chọn dòng khởi động hay dòng tác động của bảo vệ chống ngắn mạch yêu cầu được đặt ra là bảo vệ phải làm việc một cách tin cậy khi xảy ra sự cố ngắn mạch, nhưng trong thời gian đó bảo vệ không được tác động khi có dòng quá tải cực đại và các dòng điện dao động xung ngắn hạn như dòng điện khởi động và tự khởi động của các động cơ điện, các dao động của phụ tải và các nguyên nhân khác.

Độ nhạy của bảo vệ quá thừa (quá nhạy) có thể dẫn đến cắt nhầm khi có những quá tải không nguy hiểm gây thiệt hại cho các hộ tiêu thụ.

a) Dòng điện khởi động của bảo vệ

Dòng điện khởi động của bảo vệ là dòng điện bắt đầu từ đó trở đi bảo vệ bắt đầu tác động để thực hiện chức năng đóng cắt của mình.

Dòng điện khởi động của bảo vệ dòng điện được lựa chọn theo điều kiện:

$$I_{kdbv} = \frac{k_{at} \cdot k_{mm}}{k_{tv}} \cdot I_{lvmax} < I_{Nmin} \quad (10.4)$$

Trong đó: I_{lvmax} – dòng điện làm việc lớn nhất cho phép đối với phần tử được bảo vệ;

k_{mm} – hệ số mở máy (khởi động) của các phụ tải động cơ có dòng điện chạy qua chỗ đặt bảo vệ, $k_{mm} = 2 \div 5$;

k_{at} – hệ số an toàn, $k_{at} = 1,1 \div 1,2$ (1,1 đối với rơle tĩnh và rơle số, 1,2 đối với rơle điện cơ).

k_{tv} – Hệ số trở về, với rơle điện cơ $k_{tv} = 0,85 \div 0,9$ với rơle tĩnh và rơle số $k_{tv} \approx 1$.

I_{Nmin} – dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất đi qua chỗ đặt bảo vệ còn đảm bảo cho rơle khởi động được.

Hệ số trở về:

$$k_{tv} = \frac{I_{tv}}{I_{kdbv}}$$

Trong đó: I_{tv} – dòng điện trở về là giá trị mà từ đó trở đi rơle bắt đầu trở về trạng thái ban đầu.

Điều kiện chọn dòng điện khởi động của rơle bảo vệ nêu trên hình 10.11.

Dòng điện khởi động của rơle I_{kdr} được xác định theo biểu thức:

$$I_{kdr} = k_{sd} \frac{I_{kdbv}}{n_{BI}} = \frac{k_{sd} k_{at} k_{mm}}{k_{tv} n_{BI}} \quad (10.5)$$

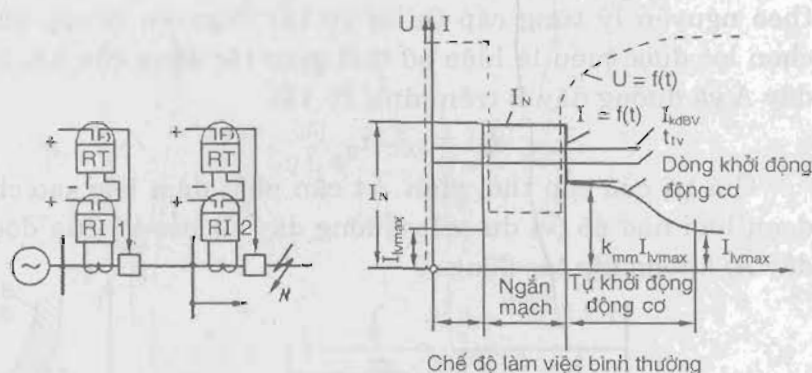
Trong đó: k_{sd} – Hệ số sơ đồ phụ thuộc cách mắc rơle vào cuộn dây thứ cấp máy biến dòng $k_{sd} = 1$ đối với sơ đồ mắc theo hình sao hoàn toàn và sao thiếu.

$k_{sd} = \sqrt{3}$ đối với sơ đồ mắc theo hiệu dòng điện.

n_{BI} – tỉ số biến của máy biến dòng điện.

b) Độ nhạy của bảo vệ

Dòng điện khởi động của bảo vệ được chọn theo điều kiện dòng điện làm việc lớn nhất và được kiểm tra theo điều kiện độ nhạy của bảo vệ.



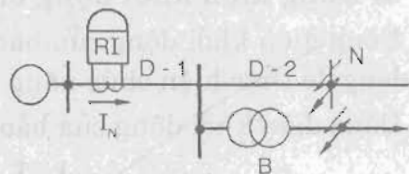
Hình 10.11 Bảo vệ dòng điện cực đại có thời gian duy trì.

a) Sơ đồ nguyên lý; b) Chọn dòng điện khởi động và đặc tính thay đổi của dòng và áp trước và sau khi cắt ngắn mạch.

Hệ số độ nhạy của bảo vệ được đánh giá theo:

$$k_{nh} = \frac{I_{Nmin}}{I_{KdBV}} \quad (10.6)$$

I_{Nmin} được xác định khi ngắn mạch xảy ra ở cuối vùng được bảo vệ (hình 10.12). Vùng tác động của bảo vệ cần phải phủ hết đường dây được bảo vệ D - 1 và tiếp theo của đường dây thứ hai D - 2 và máy biến áp.



Hình 10.12. Vùng tác động của bảo vệ dòng cực đại.

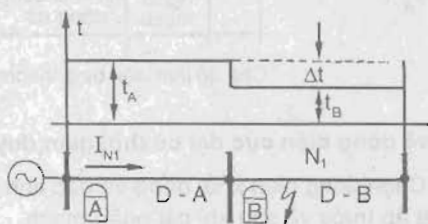
Đối với bảo vệ đường dây $k_{nh} \geq 1,5$.

c) Thời gian duy trì của bảo vệ cấp thời gian

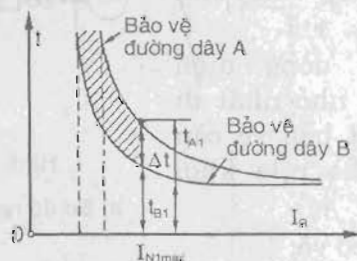
Để đảm bảo cấp chọn lọc thời gian duy trì của bảo vệ dòng điện cực đại được chọn theo nguyên lý từng cấp (hình 10.13). Nguyên lý cấp thời gian hoặc cấp thời gian chọn lọc được hiểu là hiệu số thời gian tác động của hai bảo vệ lân cận (ví dụ đường dây A và đường dây B trên hình 10.14).

$$\Delta t = t_A - t_B \quad (10.7)$$

Giá trị của cấp thời gian Δt cần phải đảm bảo sao cho khi ngắn mạch trên một đoạn lưới nào đó (ví dụ trên đường dây B) bảo vệ của đoạn trước (tức là trên đường dây A) không kịp tác động.



Hình 10.13. Nguyên lý chọn cấp thời gian duy trì Δt - cấp thời gian.



Hình 10.14. Chọn đặc tính thời gian của bảo vệ dòng điện cực đại.

d) Chọn lọc thời gian tác động của bảo vệ

+ Đối với bảo vệ có đặc tính thời gian tác động độc lập:

$$t_A = t_B + \Delta t$$

Δt - Cấp thời gian chọn lọc được lấy $\Delta t = 0,4 \div 0,5s$

+ Đối với các bảo vệ có thời gian tác động phụ thuộc việc lựa chọn thời gian duy trì của bảo vệ được thực hiện bằng cách phối hợp các đường đặc tính thời gian tác động theo hình 10.14 theo các bước sau:

1. Xây dựng đường đặc tính xuất phát $t = f(I)$ của bảo vệ B rồi tiến hành phối hợp đường đặc tính của bảo vệ A với đường đặc tính xuất phát này.

2. Xác định giá dòng điện ngắn mạch lớn nhất chạy qua các bảo vệ A và B khi xảy ra ngắn mạch ở đầu đoạn đường dây được bảo vệ bởi bảo vệ B (tại điểm N_1).

3. Sử dụng đường đặc tính đã biết của bảo vệ B, tìm thời gian duy trì của nó t_B tại điểm có dòng $I_{N,max}$ nghĩa là khi ngắn mạch tại đoạn đầu vùng được bảo vệ, tại điểm N_1 .

4. Theo điều kiện chọn lọc thời gian duy trì của bảo vệ A ứng với dòng I_{N1max} cần phải nâng thời gian duy trì của bảo vệ B thêm một cấp Δt .

$$t_{A1} \geq t_{B1} + \Delta t \quad (10.8)$$

Điều kiện này cần phải được thực hiện không chỉ với các dòng điện I_{N1max} mà còn với tất cả các dòng ngắn mạch nhỏ nhất.

Khi làm thiết kế đường đặc tính của bảo vệ A thỏa mãn điều kiện (10.8) được lựa chọn theo các đường đặc tính mẫu của role, còn trong điều kiện vận hành được thực hiện bằng cách điều chỉnh nấc đặt của role thời gian.

5. Đường đặc tính của bảo vệ A được chọn được xây dựng cùng với đường đặc tính của bảo vệ B để kiểm tra bằng mắt việc thực hiện điều kiện (10.8) với các dòng điện ngắn mạch bằng và nhỏ hơn I_{N1max} (hình 10.14).

Nếu như các bảo vệ được phối hợp nằm ở các phía khác nhau của các máy biến áp thì các đường đặc tính của chúng cần phải được quy đổi về cùng một cấp điện áp.

Đối với các bảo vệ có đặc tính thời gian phụ thuộc lấy $\Delta t = 0,6 \div 0,7s$

Các role có đặc tính phụ thuộc loại role tác động trực tiếp thường được đặt sẵn trong bộ truyền động của các máy cắt điện.

10.2.2.6. Bảo vệ dòng điện cực đại có khoá điện áp thấp

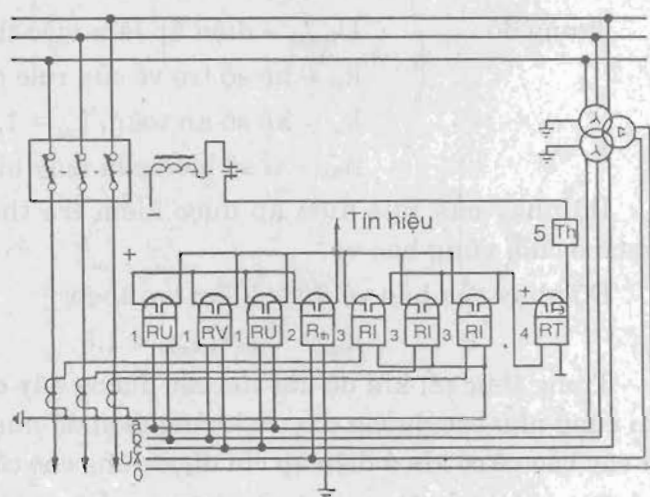
Để nâng cao độ nhạy của bảo vệ dòng điện cực đại khi ngắn mạch và phân biệt nó với bảo vệ quá tải ta dùng bảo vệ dòng điện cực đại có khoá điện áp thấp nêu trên hình 10.15.

Từ sơ đồ thấy rằng, bảo vệ có thể tác động đi cắt chỉ với điều kiện các role điện áp thấp $1RU <$ tác động. Việc chỉnh định các role $1RU <$ được chọn sao cho chúng không làm việc khi mức điện áp làm việc thấp, bảo vệ không thể tác động đi cắt, thậm chí nếu như các role dòng điện $3RI$ đóng các tiếp điểm của mình do quá tải đường dây.

Khi ngắn mạch điện áp lưới giảm thấp và các role điện áp thấp $1RU <$ tác động cho phép bảo vệ đi cắt máy cắt.

Trong trường hợp đứt mạch cung cấp cho role điện áp dẫn đến các role $1RU <$ đóng tiếp điểm của mình và bảo vệ mất tác dụng khoá.

Vì vậy trong sơ đồ cần đặt tín hiệu báo trạng thái các tiếp điểm của role $1RU <$ để cho biết khuyết tật của bộ khoá.



Hình 10.15. Sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại có khoá điện áp thấp.

Để đảm bảo độ làm việc tin cậy của bộ khoá khi ngắn mạch hai pha cần phải đặt 3 rơle 1RU < mắc vào điện áp dây của lưới (không phụ thuộc vào số rơle dòng điện). Song khi mắc vào điện áp dây các rơle 1RU < có phản ứng không tốt khi ngắn mạch một pha. Vì vậy trong lưới có trung tính nối đất cần đặt bổ sung thêm rơle 2RU₀ phản ứng với điện áp thứ tự không xuất hiện khi ngắn mạch chạm đất.

Trong lưới có trung tính cách điện phần dòng điện của sơ đồ có thể thực hiện theo hai pha. Phần điện áp của sơ đồ vẫn phải thực hiện trên cả ba pha để đảm bảo độ tin cậy khi ngắn mạch hai pha. Còn rơle 2RU₀ không cần đặt vì bảo vệ chỉ tác động khi có ngắn mạch giữa các pha.

Dòng điện khởi động của các rơle 3RI không cần phải phân biệt phụ tải cực đại của đường dây mà chỉ phụ thuộc vào phụ tải làm việc định mức lâu dài I_{lvdm}) phụ tải này trên thực tế có thể nhỏ hơn phụ tải cực đại 1,5 – 2 lần:

$$I_{kdv} = \frac{k_{at}}{k_{lv}} \cdot I_{lvdm} \quad (10.9)$$

Nhờ vậy, độ nhạy của bảo vệ khi ngắn mạch được nâng cao.

Điện áp khởi động của các rơle điện áp 1 RU < được xác định theo:

$$U_{kdv} = \frac{U_{lvmin}}{k_{lv} k_{at} + n_{BV}} \quad (10.10)$$

Trong đó: U_{lvmin} – điện áp làm việc thấp nhất.

k_{lv} – hệ số trở về của rơle điện áp thấp, $k_{lv} = 1,15$.

k_{at} – hệ số an toàn, $k_{at} = 1,2$.

n_{BV} – tỉ số biến của máy biến điện áp.

Độ nhạy của rơle điện áp được kiểm tra theo giá trị điện áp nhỏ nhất khi ngắn mạch ở cuối vùng bảo vệ.

Độ nhạy của bảo vệ được kiểm tra theo:

$$k_{nh} = U_{Kd}/U_{Nmax} \geq 1,5$$

Trong thực tế, khi độ dài của các đường dây của hệ thống cung cấp có công suất lớn dài cũng như các đường dây có kháng điện độ nhạy của rơle điện áp hầu như không đủ. Vì vậy bảo vệ có khoá điện áp chỉ được dùng cho các đường dây ngắn và trung bình.

Điện áp khởi động của rơle điện áp thứ tự không RU₀ được xác định theo:

$$U_{KdRU0} \geq U_{keb}$$

U_{keb} – điện áp không cân bằng trên cực của cuộn dây tam giác hở của máy biến điện áp ở chế độ làm việc bình thường được xác định bằng cách đo trên thực tế để cài đặt.

10.2.2.7. Phạm vi ứng dụng của bảo vệ dòng điện cực đại

Bảo vệ dòng điện cực đại có ưu điểm là đơn giản, tin cậy, giá thành thấp.

Bảo vệ dòng điện cực đại đảm bảo được tính chọn lọc trong các lưới hình tia có nguồn cung cấp từ một phía. Song trong một số trường hợp cho phép dùng trong các mạng phức tạp hơn có nguồn cung cấp từ hai phía.

Nhược điểm của bảo vệ dòng cực đại:

– Thời gian duy trì tương đối lớn, nhất là ở các bảo vệ đặt gần nguồn trong khi điều kiện về ổn định lại đòi hỏi cắt nhanh ngắn mạch.

– Độ nhạy không đủ khi ngắn mạch trong các lưới phân nhánh có mạch song song và dòng phụ tải lớn.

Bảo vệ dòng điện cực đại được dùng phổ biến ở mọi cấp điện áp đối với lưới hình tia.

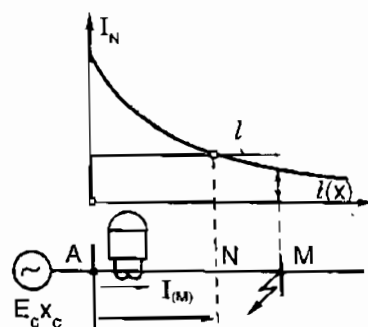
Trong lưới có điện áp $U \leq 10\text{kV}$ bảo vệ dòng cực đại được dùng làm bảo vệ chính.

10.3. BẢO VỆ DÒNG ĐIỆN CẮT NHANH

10.3.1. Nguyên lý tác động của bảo vệ cắt nhanh

Bảo vệ cắt nhanh là một dạng khác của bảo vệ dòng điện cho phép cắt nhanh ngắn mạch. Bảo vệ cắt nhanh phân thành bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời và bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì (khoảng 0,3 – 0,6s).

Tính tác động chọn lọc của bảo vệ dòng điện cắt nhanh đạt được bằng cách hạn chế dải làm việc của nó. Để đạt được mục đích này dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh I_{kd} được chọn lớn hơn dòng ngắn mạch lớn nhất chạy qua bảo vệ khi ngắn mạch ở cuối vùng tác động được chọn (hình 10.16).



Hình 10.16. Nguyên lý tác động của bảo vệ cắt nhanh.

$$I_{kdBV} > I_{Nmin} \quad (10.11)$$

Nếu như chọn dòng khởi động lớn hơn dòng ngắn mạch khi xảy ra ngắn mạch tại điểm M thì khi xảy ra ngắn mạch sau điểm M bảo vệ sẽ không tác động, vì dòng ngắn mạch sẽ nhỏ hơn dòng khởi động I_{kdBV} .

Khi xảy ra ngắn mạch trong vùng giới hạn của đoạn AM bảo vệ sẽ làm việc trên đoạn đường dây AN, nơi có $I_N \geq I_{kdBV}$. Vì vậy, vùng tác động của bảo vệ được chọn theo (10.11) chỉ bảo vệ được đoạn đường dây AN mà không bảo vệ hết được đoạn đường dây AM.

Bảo vệ cắt nhanh được dùng cho cả lưới điện hình tia có một nguồn cung cấp và lưới điện có hai nguồn cung cấp.

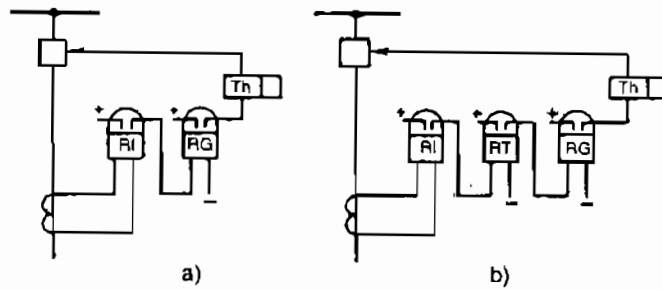
Để đảm bảo cùng tác động tính toán của bảo vệ cắt nhanh các máy biến dòng điện cung cấp cho mạch của nó cần phải đảm bảo độ chính xác khi làm việc với dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh, nghĩa là khi $I \leq I_{kd}$, $\Delta I \leq 10\%$.

10.3.2. Bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời trên các đường dây có nguồn cung cấp từ một phía

10.3.2.1. Sơ đồ của bảo vệ cắt nhanh

Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ cắt nhanh không có thời gian duy trì được trình bày trên hình 10.17a. Trong lưới có trung tính nối đất trực tiếp dùng sơ đồ ba pha và hai pha. Khác với các sơ đồ bảo vệ dòng cực đại là trong sơ đồ bảo vệ cắt nhanh không có

role thời gian. Trong lưới có trung tính cách điện hoặc nối đất qua tổng trở lớn dùng sơ đồ hai pha tương tự sơ đồ hình 10.17a và b.



Hình 10.17. Sơ đồ nguyên lý một pha của bảo vệ cắt nhanh

a) Tác động tức thời với $t = 0$; b) Có thời gian duy trì tri.

10.3.2.2. Dòng điện khởi động của bảo vệ cắt nhanh

Theo điều kiện chọn lọc với các bảo vệ của lưới khác, bảo vệ cắt nhanh không có thời gian duy trì không được làm việc sau các giới hạn của đường dây AB được bảo vệ (hình 10.18). Để thực hiện yêu cầu này, dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh cắt tức thời cần phải thỏa mãn điều kiện (10.11). Khi ngắn mạch ở cuối đường dây được bảo vệ, tức là tại điểm M (hình 10.18).

Dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh được xác định theo biểu thức:

$$I_{k(RV)} - k_{at} I_{N(M)max} \quad (10.12)$$

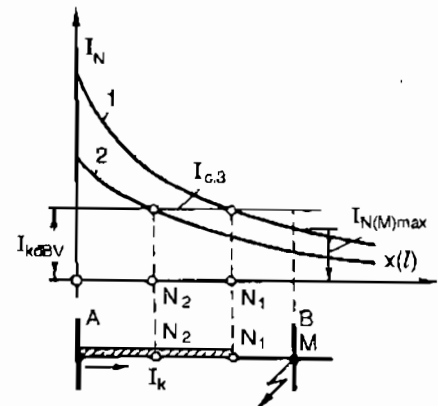
Trong đó: $I_{N(M)max}$ – dòng điện ngắn mạch lớn nhất trong pha của đường dây khi ngắn mạch trên thanh góp trạm biến áp B (điểm M trên hình 10.16).

k_{at} – Hệ số an toàn xét tới sai số trong tính toán dòng ngắn mạch $I_{N(M)max}$ và sai số về dòng điện khởi động của role.

Dòng ngắn mạch $I_{N(M)max}$ được tính toán đối với các chế độ làm việc của hệ thống và dạng sự cố khi đó nó có giá trị lớn nhất. Do thời gian tác động bản thân của bảo vệ cắt nhanh vào khoảng 0,02 – 0,01s nên dòng $I_{N(M)max}$ được tính toán đối với thời điểm ban đầu ($t = 0$) và được lấy bằng giá trị hiệu dụng của thành phần dòng điện ngắn mạch chu kỳ.

Khi tính toán dòng ngắn mạch các máy phát được thay thế bằng điện kháng siêu quá độ dọc trục X''_d .

Trong các sơ đồ của bảo vệ cắt nhanh dùng role dòng điện tác động trực tiếp đi cắt máy cắt không có role trung gian, thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh có thể đạt tới thời gian của một chu kỳ (nghĩa là 0,02s). Trong trường hợp này cần xét tới cả thành phần dòng điện ngắn mạch không chu kỳ bằng cách nhân $I_{N(M)max}$ với hệ số không chu kỳ $k_{ck} = 1,6 - 1,8$.



Hình 10.18. Phương pháp đồ thị xác định vùng tác động của bảo vệ cắt nhanh tức thời.

Hệ số an toàn $k_{at} = 1,2 \div 1,3$

Vùng bảo vệ cắt nhanh xác định theo phương pháp đồ thị được chỉ ra trên hình 10.18. Thông thường các đường cong của dòng điện ngắn mạch phụ thuộc vào khoảng cách l tới điểm ngắn mạch $I_N = f(l)$ được xây dựng đối với các chế độ cực đại và cực tiểu (các đường cong 1 và 2 trên hình 10.18) và theo điểm cắt của chúng đối với đường thẳng I_{kdBV} sẽ tìm được điểm cuối của vùng bảo vệ cắt nhanh ở các chế độ cực đại và cực tiểu (AN_1 và AN_2).

Vùng tác động của bảo vệ cắt nhanh phụ thuộc vào đặc tính (độ dốc của đường cong) sụt dần của dòng điện theo chiều dài đường dây. Các dòng điện I_N khi ngắn mạch ở đầu và cuối đường dây khác nhau càng nhiều vùng phủ của bảo vệ cắt nhanh nhận được càng lớn.

Theo quy trình trang bị điện bảo vệ cắt nhanh được dùng nếu như vùng tác động phủ được không dưới 20% chiều dài đường dây được bảo vệ. Khi sơ đồ làm việc của đường dây nối bộ với máy biến áp (hình 10.19) bảo vệ cắt nhanh không bảo vệ được dòng ngắn mạch sau máy biến áp tại điểm N_1 .

Trong trường hợp máy bảo vệ cắt nhanh bảo vệ được toàn bộ đường dây và hầu như rất có hiệu quả.

Do tính đơn giản của sơ đồ bảo vệ cắt nhanh nên nó được dùng làm bảo vệ phụ khi tác động nhỏ hơn 20% chiều dài của đường dây được bảo vệ nếu như bảo vệ chính của đường dây có vùng chết.

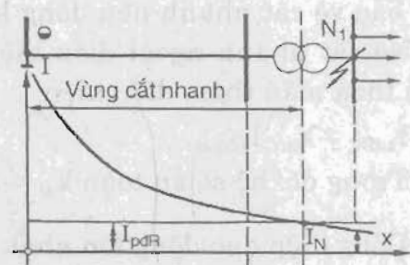
10.3.2.3. Thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh

Thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh bao gồm thời gian tác động của các rơle dòng điện và rơle trung gian (hình 10.17a). Khi rơle trung gian (0,02s) bảo vệ cắt nhanh tác động trong khoảng $t_{BV} = 0,04 \div 0,06s$. Rơle trung gian giúp cho các tiếp điểm của rơle dòng điện làm việc nhẹ nhàng hơn và cho phép không xét tới thành phần không chu kỳ của dòng điện ngắn mạch vì thành phần này tắt rất nhanh (sau 0,02 – 0,03s).

Trên đường dây được bảo vệ quá điện áp bằng các chống sét ống, bảo vệ cắt nhanh có thể tác động nhằm khi các chống sét ống làm việc. Thời gian làm việc của các chống sét ống khoảng 0,01 – 0,02s. Khi chống sét ống tác động theo từng cấp, thời gian này có thể tăng lên tới 0,04 – 0,06s. Vì vậy nên dùng rơle trung gian có thời gian tác động $t = 0,06 \div 0,08s$ để loại trừ ảnh hưởng của chống sét ống.

10.3.3. Bảo vệ cắt nhanh trên các đường dây có hai nguồn cung cấp

Trên đường dây có hai nguồn cung cấp bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời không được tác động khi ngắn mạch xảy ra ở ngoài giới hạn của đường dây được bảo vệ (ở các điểm N_A và N_B trên hình 10.20). Xuất phát từ điều này, dòng điện khởi động được



Hình 10.19. Vùng tác động của bảo vệ cắt nhanh đường dây máy biến áp nối bộ.

chọn lớn hơn dòng ngắn mạch I_{NA} đi từ các nguồn a khi ngắn mạch trên thanh góp B và dòng I_{NB} đi từ nguồn B khi ngắn mạch trên thanh góp A (hình 10.20).

Dòng khởi động được tính theo biểu thức (10.12), trong đó thay $I_{N(M) \max}$ bằng giá trị lớn nhất trong các dòng I_{NA} và I_{NB} .

Khi có nguồn cung cấp từ hai phía có thể có các dòng điện dao động giữa hai nguồn chạy qua bảo vệ cắt nhanh nên dòng khởi động của bảo vệ cắt nhanh ngoài điều kiện (10.12) còn phải thỏa mãn thêm điều kiện:

$$I_{kdBV} = k_{at} \cdot I_{ddmax} \quad (10.13)$$

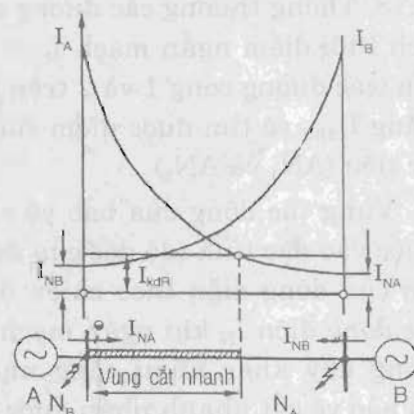
Trong đó: hệ số an toàn $k_{at} = 1,2 - 1,3$

$$\text{Dòng điện dao động lớn nhất: } I_{ddmax} = \frac{2E}{x_{AB}}$$

E – Sức điện động của các máy phát A và B, coi $E_A = E_B = 1,05U$

x_{AB} – tổng trở từ máy phát A tới máy phát B

Dòng khởi động được chọn theo dòng lớn nhất trong (10.12) và (10.13).



Hình 10.20. Nguyên lý tác động của bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời trên đường dây có hai nguồn cung cấp.

10.3.4. Bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì

Bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời chỉ bảo vệ được một phần của đường dây. Bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì (hình 10.17b) thực hiện bảo vệ được toàn bộ đường dây với thời gian tác động nhỏ nhất được phối hợp với vùng và thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời 2 sao cho đảm bảo được độ chọn lọc.

Vùng và thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh 1 (hình 10.21) được phối hợp với vùng và thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời 2 sao cho đảm bảo được độ chọn lọc.

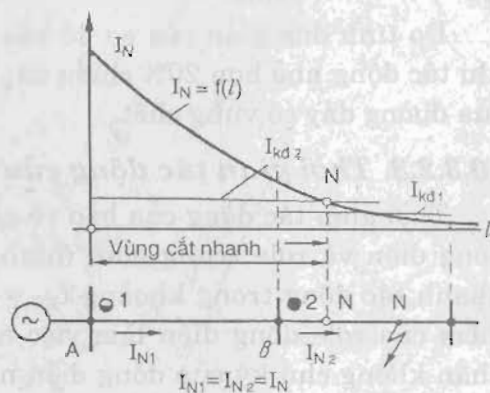
Để thực hiện được điều kiện này thời gian tác động của bảo vệ cắt nhanh 1 t_{BV1} được chọn lớn hơn t_{BV2} một cấp Δt .

$$t_{BV1} = t_{BV2} + \Delta t \quad (10.14)$$

Trong thực tế thường lấy $t_{BV1} = 0,3 \div 0,6s$ phụ thuộc vào độ chính xác của rơle.

Các vùng tác động của bảo vệ cắt nhanh 1 và 2 được phối hợp với nhau xuất phát từ điều kiện sao cho vùng tác động của bảo vệ 1 phải ngắn hơn vùng làm việc của bảo vệ 2.

Trong lưới có nguồn cung cấp từ một phía, dòng điện chạy qua các bảo vệ 1 và 2 khi ngắn mạch trên đường dây D2 là như nhau. Vì vậy việc phối hợp các vùng tác động của bảo vệ 1 và 2 nêu trên có thể đảm bảo được bằng cách chọn $I_{kdBV1} > I_{kdBV2}$.



Hình 10.21. Chọn I_{kdBV} của bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì trên đường dây có một nguồn cung cấp.

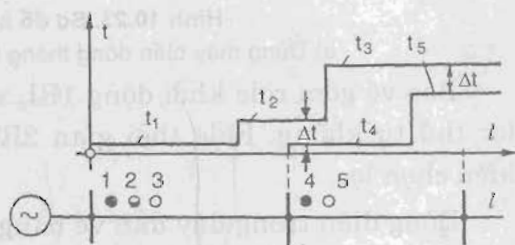
Với mối quan hệ này của các dòng điện khởi động của các bảo vệ, bảo vệ cắt nhanh 1 có thể sẽ không tác động nếu như dòng ngắn mạch không đủ để tác động bảo vệ cắt nhanh 2. Xuất phát từ đó cần lấy:

$$I_{kdBV1} = k_{at} I_{kdBV2} \quad (10.15)$$

Hệ số an toàn k_{at} được lấy bằng 1,1 – 1,2

10.3.5. Bảo vệ dòng điện ba cấp

Tổ hợp bảo vệ dòng điện cực đại với bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời và bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì có thể nhận được bảo vệ ba cấp đảm bảo cắt nhanh sự cố ngắn mạch trên đường dây D1 và bảo vệ dự trữ 2 của đoạn sau. Đặc tính thời gian tác động của bảo vệ dòng điện ba cấp được chỉ ra trên hình 10.22. Độ dài của các vùng bảo vệ thay đổi phụ thuộc vào chế độ làm việc của hệ thống.



Hình 10.22. Đặc tính của bảo vệ dòng điện ba cấp.

10.3.6. Phạm vi ứng dụng của bảo vệ cắt nhanh

Bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời là bảo vệ đơn giản nhất.

Tính tác động nhanh kết hợp với sơ đồ đơn giản là ưu điểm nổi trội của các bảo vệ này.

Nhược điểm của bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời là không bảo vệ được toàn bộ đường dây và vùng tác động không cố định do ảnh hưởng của tổng trở ở chỗ ngắn mạch và sự thay đổi chế độ làm việc của hệ thống.

Bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì đảm bảo tác động đủ nhanh ($t_{BV} \approx 0,5s$) để cắt sự cố ngắn mạch trên đường dây được bảo vệ.

Tổ hợp bảo vệ cắt nhanh và bảo vệ dòng điện cực đại cho phép tạo nên bảo vệ ba cấp trong nhiều trường hợp có thể thay thế cho các bảo vệ phức tạp hơn.

10.4. BẢO VỆ CHỐNG NGẮN MẠCH CHẠM ĐẤT

10.4.1. Bảo vệ chống ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính trực tiếp nối đất

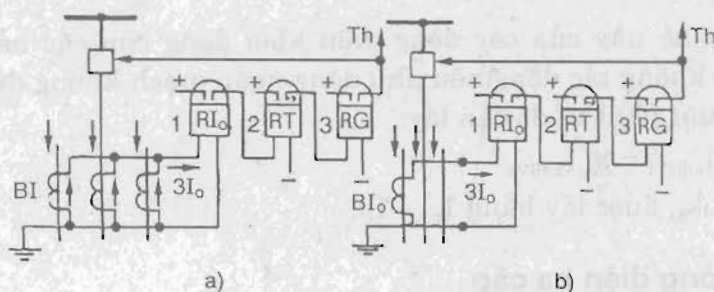
10.4.1.1. Bảo vệ dòng điện cực đại thứ tự không

Để bảo vệ đường dây tránh ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính trực tiếp nối đất ta dùng bảo vệ dòng điện và công suất thứ tự không.

Bảo vệ thứ tự không đơn giản được thực hiện bằng cách dùng bảo vệ dòng điện cực đại và bảo vệ cắt nhanh thứ tự không.

a) Sơ đồ và nguyên lý tác động của bảo vệ dòng điện cực đại thứ tự không

Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ nêu trên hình 10.23.



Hình 10.23. Sơ đồ nguyên lý của bảo vệ thứ tự không

a) Dùng máy biến dòng thông thường; b) Dùng máy biến dòng thứ tự không.

Bảo vệ gồm rơle khởi động $1RI_0$ và rơle thời gian $2RT$. Rơle $1RI_0$ được mắc vào bộ lọc thứ tự không. Rơle thời gian $2RT$ tạo nên thời gian duy trì cần thiết theo điều kiện chọn lọc.

Dòng điện trong dây dẫn về bằng tổng dòng điện ba pha cung cấp cho $1RI_0$.

$$\dot{I}_R = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \quad (10.16)$$

Biểu diễn dòng điện thứ cấp thông qua dòng điện sơ cấp và bỏ qua sai số của các máy biến dòng ta nhận được:

$$\dot{I}_R = \frac{\dot{I}_A}{n_{BI}} + \frac{\dot{I}_B}{n_{BI}} + \frac{\dot{I}_C}{n_{BI}} = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{n_{BI}} = \frac{3\dot{I}_0}{n_{BI}} \quad (10.17)$$

Trong đó: $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 3\dot{I}_0$

Khi ngắn mạch giữa các pha (không chạm đất) và phụ tải ở chế độ làm việc bình thường dòng điện I_0 không có vì $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$.

Ưu điểm nổi trội của bảo vệ thứ tự không là nó không phản ứng với dòng phụ tải. Nhờ vậy bảo vệ không cần phải xét tới các dòng điện ở chế độ làm việc thông thường và quá tải nên bảo vệ có độ nhạy cao.

Song trong thực tế các máy biến dòng có sai số nên trong dòng điện bên thứ cấp máy biến dòng khác không $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \neq 0$ nên trong dây dẫn về và rơle $1RI_0$ vẫn có dòng điện không cân bằng (I_{kcb}) chạy qua, dòng này có thể gây cho rơle $1RI_0$ tác động nhầm.

b) Dòng điện không cân bằng

Dòng điện không cân bằng có thể tính được nếu như xét tới các dòng điện từ hoá của các máy biến dòng:

$$\begin{aligned} \dot{I}_R &= \left(\frac{\dot{I}_A - \dot{I}_{A\mu}}{n_{BI}} \right) + \left(\frac{\dot{I}_B - \dot{I}_{B\mu}}{n_{BI}} \right) + \left(\frac{\dot{I}_C - \dot{I}_{C\mu}}{n_{BI}} \right) \\ &= \left(\frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{n_{BI}} \right) - \left(\frac{\dot{I}_{A\mu} + \dot{I}_{B\mu} + \dot{I}_{C\mu}}{n_{BI}} \right) \end{aligned} \quad (10.18)$$

$$\dot{I}_R = \frac{3\dot{I}_0}{n_{BI}} - \dot{I}_{kcb} \quad (10.19)$$

Trong đó:
$$I_{kcb} = \left(\frac{I_{A\mu} + I_{B\mu} + I_{C\mu}}{n_{BI}} \right)$$

Để hạn chế dòng không cân bằng các máy biến dòng phải làm việc ở phần bão hoà của đặc tính từ hoá và có dòng từ hoá như nhau đối với tất cả các pha.

10.4.1.2. Bảo vệ cắt nhanh thứ tự không

Để cắt nhanh ngắn mạch chạm đất trong các lưới có trung tính nối đất trực tiếp ta dùng bảo vệ cắt nhanh thứ tự không. Sơ đồ bảo vệ tương tự như sơ đồ nêu trên hình 10.23 nhưng không có rơle thời gian 2RT.

Nguyên lý tác động cũng như bảo vệ cắt nhanh phản ứng theo dòng điện pha.

Bảo vệ dòng điện cắt nhanh thứ tự không được dùng trên các đường dây có dòng điện I_0 chạy theo một phía khi có ngắn mạch chạm đất, tức là nơi các trung tính nối đất của các máy biến áp được nối về một phía của đường dây.

10.4.1.3. Thông số chỉnh định bảo vệ dòng điện thứ tự không

– Thời gian tác động:

Bảo vệ thứ tự không cũng được đặt theo từng cấp tương tự bảo vệ dòng điện cực đại và bảo vệ cắt nhanh:

$$t_3 < t_2 < t_1$$

$$t_2 = t_3 + \Delta t$$

$$t_1 = t_2 + \Delta t$$

– Dòng điện khởi động của bảo vệ:

$$I_{kdBV} = k_{at} \cdot I_{kcbmax} \quad (10.20)$$

Trong đó: $k_{at} = 1,3 - 1,5$

Dòng không cân bằng

$$I_{kcbmax} = k_{dn} \cdot f_i I_{N}^{(3)} \quad (10.21)$$

Trong đó: k_{dn} – hệ số đồng nhất của các máy biến dòng, $k_{dn} = 0,5 - 1$;

f_i – Sai số của các máy biến dòng, $f_i = 0,1$

$I_{Nmax}^{(3)}$ – Giá trị dòng điện ngắn mạch ba khi xảy ra ngắn mạch ở đầu đoạn đường dây tiếp sau (ngoài vùng bảo vệ).

– Độ nhạy của bảo vệ được đặc trưng bởi hệ số độ nhạy.

$$k_{nh} = \frac{3I_{0min}}{I_{kdBV}} \quad (10.22)$$

Trong đó: I_{0min} – dòng ngắn mạch thứ tự không nhỏ nhất khi ngắn mạch một pha hoặc hai pha chạm đất ở cuối đoạn đường dây thứ hai.

Độ nhạy được coi là đạt yêu cầu khi $k_{nh} > 1,5$.

10.4.2. Bảo vệ chống ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính cách điện

10.4.2.1. Dòng điện và điện áp khi ngắn mạch chạm đất

Lưới có dòng điện chạm đất nhỏ làm việc với trung tính cách điện hoặc nối đất qua điện kháng của cuộn dây hồ quang.

Trong lưới có trung tính cách điện ngắn mạch một pha chạm đất không dẫn tới việc giảm điện áp dây giữa các pha và không xuất hiện dòng điện tăng cao trong lưới.

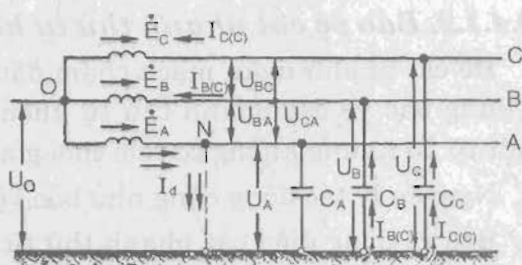
Xét đặc trưng của sự thay đổi điện áp và dòng điện trong lưới và đồ thị véc tơ của chúng khi xảy ra ngắn mạch chạm đất một pha (hình 10.24), để đơn giản ta coi rằng phụ tải của lưới đã được cắt.

Trong các điều kiện bình thường điện áp của các dây dẫn A, B và C đối với đất bằng điện áp của các pha tương ứng $\dot{U}_A, \dot{U}_B$ và $\dot{U}_C$ có điện áp này sẽ bằng các sức điện động tương ứng của nguồn cung cấp $\dot{E}_A, \dot{E}_B$ và $\dot{E}_C$ vì phụ tải đã được cắt. Các véc tơ điện áp pha này tạo thành hình sao đối xứng (hình 10.25) và tổng của chúng bằng không $\dot{U}_0 = 0$ ($\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C = \dot{U}_0 = 0$).

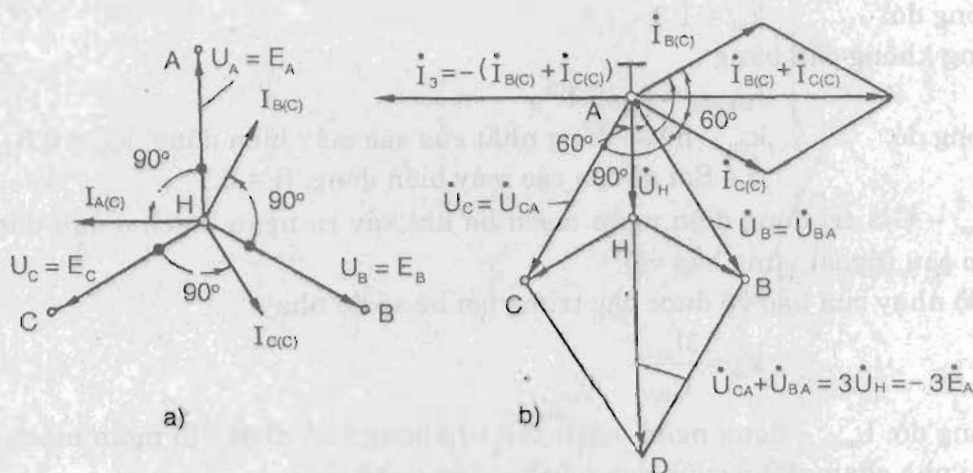
Dưới tác dụng của các điện áp pha sẽ có các dòng điện điện dung chạy qua điện dung của các pha đối với đất. Các dòng điện này vượt trước điện áp tương ứng một góc 90° .

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{U}_A}{-jX_C}; \dot{I}_B = \frac{\dot{U}_B}{-jX_C}; \dot{I}_C = \frac{\dot{U}_C}{-jX_C} \quad (10.23)$$

Tổng các dòng điện điện dung ở chế độ định mức bằng không vì vậy $\dot{I}_0$ sẽ không có.



Hình 10.24. Dòng điện và điện áp khi ngắn mạch một pha chạm đất trong lưới có trung tính cách điện.



Hình 10.25. Đồ thị véc tơ của các dòng điện và điện áp trong lưới có trung tính cách điện.

a) Ở chế độ định mức; b) Khi pha A ngắn mạch chạm đất.

– Điện áp của lưới khi ngắn mạch chạm đất.

Khi ngắn mạch chạm đất trực tiếp của một pha, ví dụ pha A, điện áp của nó đối với đất sẽ giảm xuống tới không ($U_A = 0$), vì rằng điểm N được nối với đất sẽ có thể bằng không (điện thế của đất).

Điện áp của trung tính U_0 đối với đất lúc này bằng:

$$\dot{U}_0 = \dot{U}_{N0} = -\dot{E}_A \quad (10.24)$$

Điện áp của các pha không hư hỏng B và C đối với đất sẽ chuyển thành điện áp dây $\dot{U}_R^{(1)} = \dot{U}_{RA}, \dot{U}_C^{(1)} = \dot{U}_{CA}$.

– Dòng điện khi ngắn mạch chạm đất:

$$\dot{I}_{R(C)} = j \frac{U_{BA}}{x_c} \text{ và } \dot{I}_{C(e)} = j \frac{U_{CA}}{x_c} \quad (10.25)$$

Dòng điện chạy trong đất I_d ở nơi hư hỏng bằng tổng hình học của các dòng điện pha B và pha C và ngược pha với các dòng điện này:

$$I_d = -(\dot{I}_{B(e)} + \dot{I}_{C(e)})$$

$$\text{Theo (10.25)} \quad \dot{I}_d = -j \left(\frac{U_{BA}}{x_c} + \frac{U_{CA}}{x_c} \right)$$

Từ đồ thị véc tơ hình 10.25b ta có:

$$\dot{U}_{BA} + \dot{U}_{CA} = -3\dot{E}_A$$

$$\text{Do đó:} \quad \dot{I}_d = j \frac{3E_A}{x_c} = j \frac{3U_{pha}}{x_c} \quad (10.26)$$

Giá trị dòng I_d phụ thuộc vào giá trị điện áp pha của lưới và điện dung pha ($x_c = 1/\omega C$) và có thể tính được theo công thức:

$$\dot{I}_d = 3I_{c\text{ pha}} = 3 \frac{U_{pha}}{x_c} = 3U_{pha} \omega C_0 l \cdot 10^{-6} \text{ A}$$

Trong đó: l độ dài tổng một pha của lưới;

C_0 – suất điện dung pha trên một km chiều dài của lưới.

– Dòng điện và điện áp thứ tự không xuất hiện khi ngắn mạch chạm đất.

$$\dot{U}_{oN} = \frac{1}{3} (\dot{U}_A^{(1)} + \dot{U}_B^{(1)} + \dot{U}_C^{(1)}) \quad (10.27)$$

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C) \quad (10.28)$$

Vì $U_A = 0$ nên

$$\dot{U}_{oN} = \frac{1}{3} (\dot{U}_{BA} + \dot{U}_{CA}) \quad (10.29)$$

do $\dot{U}_{BA} + \dot{U}_{CA} = -3\dot{E}_A = 3U_0$ nên $\dot{U}_{oN} = -E_A = \dot{U}_0$

$$\text{Và} \quad \dot{I}_0 = -j \frac{\dot{U}_{oN}}{x_c} = -j \frac{E_A}{x_c} = -j \frac{U_{pha}}{x_c} \quad (10.30)$$

Trong đó: U_{pha} – điện áp định mức của pha hư hỏng.

Thay (10.30) vào (10.26) ta được:

$$I_d = 3I_o \quad (10.31)$$

Để hạn chế dòng ngắn mạch một pha chạm đất trong lưới có trung tính cách điện, người ta nối trung tính với đất qua cuộn bù (cuộn dập hồ quang). Khi xảy ra ngắn mạch một pha chạm đất ngoài dòng điện điện dung $I_{o(C)}$ khép mạch qua điện dung pha, trong mỗi pha còn xuất hiện dòng điện $I_{o(L)}$ khép mạch qua cuộn bù. Dòng $I_{o(L)} = U_{oN}/jX_L$ vượt trước U_{oN} một góc 90° còn dòng $I_{o(C)}$ chậm sau U_{oN} một góc 90° nên dòng I_d ở chỗ hư hỏng bằng hiệu hai dòng điện này:

$$I_d = 3(I_{o(L)} - I_{o(C)}) \quad (10.32)$$

Khi bù hết $I_{o(L)} - I_{o(C)} = 0$ không có dòng điện chạy trong đất.

10.4.2.2. Các yêu cầu cơ bản đối với bảo vệ

Do ngắn mạch chạm đất không gây tăng cao dòng điện và không làm thay đổi điện áp giữa các pha nên vẫn cho phép lưới điện làm việc bình thường trong một thời gian nào đó mà không ảnh hưởng tới các hộ tiêu thụ. Vì vậy không cần phải đòi hỏi cắt lưới ngay khi xảy ra ngắn mạch chạm đất.

Song việc cắt ngắn mạch chạm đất vẫn cần thiết vì rằng do tác dụng nhiệt của dòng ngắn mạch chạm đất ở chỗ hư hỏng sẽ có thể làm hư hỏng cách điện giữa các pha và gây ra ngắn mạch lan rộng sang các pha khác tạo thành ngắn mạch giữa các pha.

Mặt khác, quá điện áp do ngắn mạch chạm đất gây nên (nhất là khi ngắn mạch không ổn định) có thể dẫn tới chọc thủng cách điện ở các pha khác không bị hư hỏng tạo thành ngắn mạch chạm đất tại hai điểm khác nhau của mạng khi chạm đất kép, "điện áp bước" và "điện áp tiếp xúc" sẽ đạt tới các giá trị nguy hiểm cho người phục vụ.

10.4.2.3. Nguyên lý và sơ đồ bảo vệ

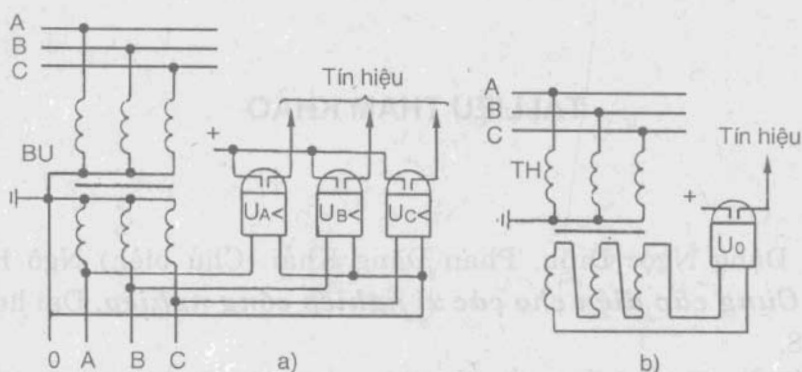
a) Sơ đồ báo tín tín hiệu chạm đất không chọn lọc

Trên hình 10.26 trình bày sơ đồ bảo vệ báo tín hiệu không chọn lọc khi xảy ra ngắn mạch chạm đất. Sơ đồ gồm 3 rơle điện áp thấp mắc vào điện áp pha (hình 10.26a) hoặc sơ đồ một rơle điện áp (hình 10.26b) mắc vào điện áp thứ tự không. Khi xuất hiện "chạm đất" sơ đồ sẽ báo tín hiệu, sau đó nhân viên trực nhật sẽ lần lượt cắt các đường dây, các phân tử, để xác định đường dây hoặc các phân tử bị hư hỏng.

Bảo vệ theo các sơ đồ này có nhược điểm là không chỉ rõ được phân tử nào xảy ra hư hỏng.

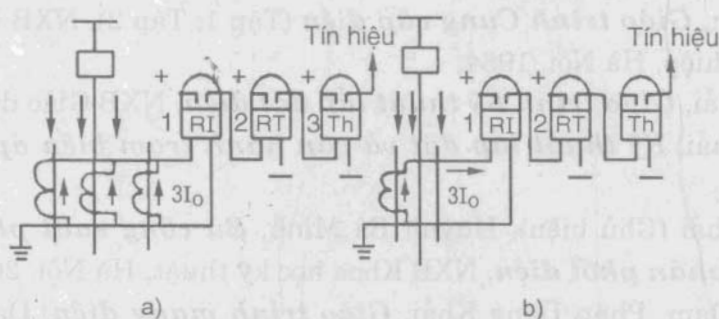
b) Sơ đồ bảo vệ dùng bộ lọc thứ tự không

Khó khăn cơ bản khi dùng các sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại để bảo vệ ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính cách điện đối với đất là dòng ngắn mạch chỉ là dòng điện dung, dòng điện này (5 – 30A) nhỏ hơn dòng điện phụ tải rất nhiều nên không đảm bảo được tính chọn lọc và độ nhạy cần thiết. Để nâng cao độ nhạy ta mắc các máy biến dòng thành bộ lọc thứ tự không hoặc dùng máy biến dòng thứ tự không đặc biệt (BI) ôm lấy cả ba pha, bảo vệ chỉ phản ứng với dòng điện thứ tự không. Sơ đồ bảo vệ được nêu trên hình 10.27.



Hình 10.26. Sơ đồ bảo vệ báo tín hiệu không chọn lọc khi ngắn mạch chạm đất

a) Với rơle điện áp thấp mắc vào điện áp pha; b) Với rơle điện áp mắc vào điện áp thứ tự không.



Hình 10.27. Sơ đồ báo tín hiệu chọn lọc

a) Với các máy biến dòng thông thường; b) Với máy biến dòng thứ tự không (BI_0)

Bảo vệ sơ đồ hình 10.27a, có nhiều nhược điểm và độ nhạy thấp do:

- Hệ số biến đổi của các máy biến dòng của bộ lọc được chọn theo phụ tải của đường dây nên có trị số lớn, do đó dòng điện thứ cấp khi ngắn mạch chạm đất có giá trị rất nhỏ.
- Các rơle dòng điện làm việc với dòng điện nhỏ có số vòng dây nhiều và tổng trở lớn.
- Dòng không cân bằng bằng tổng dòng điện từ hoá của các máy biến dòng tạo nên bộ lọc có giá trị so sánh được với dòng điện thứ cấp khi xảy ra ngắn mạch chạm đất.

Để khắc phục các nhược điểm trên ta dùng sơ đồ, bảo vệ hình 10.27b, trong đó bộ lọc thứ tự không ba máy biến dòng được thay bằng một máy biến dòng thứ tự không chuyên dùng, sơ đồ có độ nhạy cao hơn và thường được dùng để bảo vệ cho các đường dây cáp. Đối với đường dây cáp để tránh cho bảo vệ khỏi tác động nhầm khi xảy ra sự cố của đường cáp bên cạnh dòng điện ngắn mạch chạy trong đất lại khép mạch qua vỏ cáp của đường dây không bị hư hỏng, người ta nối vỏ cáp với đất bằng một dây dẫn phụ đưa dòng điện này ngược trở lại để khử ảnh hưởng của dòng điện chạy qua vỏ cáp phản ánh sang cuộn dây thứ cấp của máy biến dòng. Các cấp sơ đồ bảo vệ hình 10.27 có ưu điểm là báo tín hiệu chạm đất có chọn lọc (báo đúng đường dây xảy ra sự cố).

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trần Bách, Đặng Ngọc Dinh, Phan Đăng Khải (Chủ biên) Ngô Hồng Quang, ***Giáo trình Cung cấp điện cho các xí nghiệp công nghiệp***, Đại học Bách Khoa Hà Nội, 1978.
2. Phan Đăng Khải, ***Thiết kế cung cấp điện cho xí nghiệp công nghiệp***, Đại học Bách khoa Hà Nội, 1978.
3. Đặng Ngọc Dinh, Nguyễn Công Hiền (Chủ biên), Phan Đăng Khải, Nguyễn Hữu Khái, Nguyễn Thành, ***Giáo trình Cung cấp điện*** (Tập 1, Tập 2), NXB Đại học và Trung học chuyên nghiệp, Hà Nội, 1984.
4. Phan Đăng Khải, ***Giáo trình Kỹ thuật lắp đặt điện***, NXB Giáo dục, Hà Nội, 2002.
5. Phan Đăng Khải, ***Kỹ thuật lắp đặt và vận hành trạm biến áp***, NXB Giáo dục, Hà Nội, 2006.
6. Phan Đăng Khải (Chủ biên), Huỳnh Bá Minh, ***Bù công suất phản kháng lưới cung cấp và phân phối điện***, NXB Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2001.
7. Nguyễn Văn Dạm, Phan Đăng Khải, ***Giáo trình mạng điện***, Đại học Bách khoa Hà Nội, 1990.
8. A.A FEDOROV, G.V XERBINOVSKI, ***Sách tra cứu về cung cấp điện*** (Bản dịch của Bộ môn Hệ thống điện, Đại học Bách khoa Hà Nội), NXB Khoa học kỹ thuật và NXB "MIR" Maccơva, Hà Nội, 1989.
9. A.A FEDOROV, ***Cơ sở cung cấp điện của các xí nghiệp công nghiệp***, NXB "Năng lượng" Maccơva, 1987.
10. V.I. KRUPOVICH, ***Thiết kế lưới điện công nghiệp***, NXB "Năng lượng" Maccơva, 1989.
11. SIEMENS, ***Electrical installations handbook***, Part 1, 2, 3, 2nd revised and enlarged editim, 1987.
12. E. LAKERVI, E.J.HOLMES, ***Electricity distribution Network design***, Published by: Peter Peregrinus Ltd, London, 1988.

MỤC LỤC

Lời nói đầu	3
-------------------	---

Chương 1

KHÁI NIỆM CHUNG VỀ HỆ THỐNG CUNG CẤP ĐIỆN

1.1. Các khái niệm chung.....	5
1.1.1. Khái niệm về hệ thống năng lượng.....	5
1.1.2. Đặc điểm công nghệ của hệ thống năng lượng.....	6
1.1.3. Một vài loại hình nhà máy điện.....	8
1.1.4. Khái niệm chung về các loại hình trạm.....	20
1.1.5. Lưới điện.....	21
1.1.6. Các nội dung nghiên cứu trong quy hoạch và thiết kế hệ thống cung cấp điện (HTCCĐ) ..	23
1.2. Các đại lượng đặc trưng của phụ tải điện.....	24
1.2.1. Phụ tải điện.....	24
1.2.2. Các đại lượng đặc trưng của phụ tải điện.....	24
1.3. Phân loại phụ tải.....	26
1.3.1. Phân theo đại lượng vật lý.....	26
1.3.2. Phân theo chế độ làm việc.....	27
1.3.3. Phân theo lĩnh vực công nghiệp.....	28
1.3.4. Phân theo độ tin cậy cung cấp điện.....	28
1.4. Đặc điểm của các thiết bị dùng điện.....	29
1.4.1. Các thiết bị điện công nghiệp chung.....	29
1.4.2. Các thiết bị chiếu sáng.....	30
1.4.3. Các thiết bị biến đổi.....	30
1.4.4. Các động cơ của máy móc cơ khí.....	31
1.4.5. Các lò điện và thiết bị điện nhiệt luyện.....	32
1.4.6. Các thiết bị hàn điện.....	34

Chương 2

PHỤ TẢI ĐIỆN

2.1. Đồ thị phụ tải.....	36
2.1.1. Các khái niệm chung về đồ thị phụ tải.....	36
2.2. Các khái niệm về phụ tải.....	40
2.2.1. Công suất định mức.....	40
2.2.2. Công suất đặt.....	42
2.2.3. Phụ tải trung bình.....	42
2.2.4. Phụ tải quân phương.....	43
2.2.5. Phụ tải cực đại.....	43
2.2.6. Phụ tải tính toán.....	44
2.3. Các hệ số đặc trưng cho phụ tải điện.....	45
2.3.1. Hệ số sử dụng.....	45
2.3.2. Hệ số đóng điện.....	47
2.3.3. Hệ số mang tải.....	47
2.3.4. Hệ số hình dáng của đồ thị phụ tải.....	48
2.3.5. Hệ số cực đại.....	48

2.3.6. Hệ số nhu cầu	50
2.3.7. Hệ số diện tích đồ thị phụ tải	51
2.3.8. Hệ số cực đại đồng thời của phụ tải	52
2.4. Các phương pháp xác định số thiết bị điện hiệu quả	52
2.4.1. Xác định số thiết bị điện hiệu quả của phụ tải ba pha	52
2.4.2. Xác định số thiết bị hiệu quả của các phụ tải một pha	55
2.5. Xác định phụ tải trung bình, phụ tải quân phương và điện năng tiêu thụ	57
2.5.1. Xác định phụ tải trung bình	57
2.5.2. Xác định phụ tải quân phương	58
2.5.3. Xác định điện năng tiêu thụ	59
2.6. Các phương pháp xác định phụ tải tính toán và phụ tải đỉnh nhọn	60
2.6.1. Khái niệm chung	60
2.6.2. Xác định phụ tải tính toán theo công suất đặt và hệ số nhu cầu	63
2.6.3. Xác định phụ tải tính toán theo suất phụ tải trên một đơn vị diện tích sản xuất	65
2.6.4. Xác định phụ tải tính toán theo suất chi phí điện năng trên một đơn vị sản phẩm	66
2.6.5. Xác định phụ tải tính toán theo công suất trung bình và hệ số hình dáng	67
2.6.6. Xác định phụ tải tính toán theo phương pháp thống kê	67
2.6.7. Xác định phụ tải tính toán theo hệ số cực đại và công suất trung bình	68
2.6.8. Xác định phụ tải tính toán cho phân xưởng và toàn xí nghiệp (các nút phụ tải)	69
2.6.9. Xác định phụ tải đỉnh nhọn	71
2.6.10. Xác định phụ tải tính toán cho các phụ tải đô thị, nông thôn và sinh hoạt dân dụng	73

Chương 3

VẠCH VÀ LỰA CHỌN PHƯƠNG ÁN CUNG CẤP ĐIỆN

3.1. Khái niệm chung	77
3.1.1. Phương án cung cấp điện	77
3.1.2. Những yêu cầu cơ bản	77
3.2. Lựa chọn điện áp nguồn cung cấp	78
3.2.1. Chọn cấp điện áp cho lưới điện truyền tải cao, trung áp	78
3.2.2. Chọn cấp điện áp hạ áp	78
3.2. Bản đồ phụ tải	79
3.3.1. Bản đồ phụ tải	79
3.3.2. Xác định tâm của phụ tải điện (tâm bản đồ phụ tải)	80
3.4. Các phương pháp lựa chọn phương án cung cấp điện	81
3.4.1. Phương pháp chuyên gia	81
3.4.2. Phương pháp thời gian thu hồi vốn đầu tư chênh lệch	81
3.4.3. Phương pháp cực tiểu hàm chi phí tính toán hàng năm	82
3.4.4. Phương pháp cực tiểu hàm chi phí quy dẫn	83
3.5. Phương pháp đánh giá dự án đầu tư	84
3.5.1. Khái niệm về đầu tư và dòng tiền tệ	84
3.5.2. Phân tích đầu tư	85
3.5.3. Phân tích độ nhạy của dự án	86
3.5.4. Phân tích kinh tế tài chính	87
3.6. Mật độ kinh tế của dòng điện	92
3.6.1. Xác định mật độ dòng điện kinh tế theo hàm chi phí tính toán hàng năm	92
3.6.2. Phương pháp xác định mật độ dòng điện kinh tế theo tổng vốn đầu tư và tổn thất (Pháp)	93
3.7. Các ví dụ tính toán áp dụng	96
3.7.1. Ví dụ tính theo thời gian thu hồi vốn đầu tư theo tiêu chuẩn	96
3.7.2. Ví dụ tính theo cực tiểu hoàn chi phí tính toán	96
3.7.3. Ví dụ tính toán theo đánh giá các dự án đầu tư	103

Chương 4

SƠ ĐỒ NỐI ĐIỆN CỦA HỆ THỐNG CUNG CẤP ĐIỆN

4.1. Các khái niệm về sơ đồ nối điện	113
4.1.1. Định nghĩa	113
4.1.2. Sơ đồ nguyên lý	113
4.1.3. Sơ đồ phương thức	113
4.1.4. Sơ đồ lắp đặt	115
4.2. Sơ đồ đường dây	119
4.2.1. Khái niệm về đường dây	119
4.2.2. Các dạng sơ đồ cấu trúc đường dây	121
4.3. Sơ đồ trạm phân phối và trạm biến áp	127
4.3.1. Sơ đồ trạm phân phối (TPP)	127
4.3.2. Sơ đồ trạm biến áp (TBA)	133
4.4. Bảo vệ và đo lường đặt trong trạm biến áp	148
4.4.1. Bảo vệ trạm biến áp	148
4.4.2. Đo lường trạm biến áp	149

Chương 5

TÍNH TOÁN VỀ ĐIỆN TỬ TRONG LƯỚI CUNG CẤP ĐIỆN

5.1. Thông số các phần tử lưới điện	151
5.1.1. Thông số của đường dây	151
5.1.2. Sơ đồ thay thế tính toán của đường dây	155
5.1.2. Thông số máy biến áp (MBA)	156
5.2. Tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng trên đường dây	164
5.2.1. Tính tổn thất công suất trên đường dây	164
5.2.2. Tính toán tổn thất điện năng trên đường dây	177
5.3. Tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong máy biến áp	178
5.3.1. Tổn thất công suất trong máy biến áp hai dây cuốn	178
5.3.2. Tổn thất điện năng trong máy biến áp hai dây cuốn	180
5.3.3. Tổn thất công suất trong máy biến áp ba dây cuốn	186
5.3.4. Tổn thất điện năng trong máy biến áp ba dây cuốn	186
5.4. Vận hành kinh tế trạm biến áp	187
5.5. Tính tổn thất điện áp trên đường dây	190
5.5.1. Tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố tập trung	190
5.5.2. Đường dây có phụ tải phân bố đều	196
5.6. Tính tổn thất điện áp trong máy biến áp	198

Chương 6

LỰA CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN VÀ DUNG LƯỢNG MÁY BIẾN ÁP

6.1. Lựa chọn tiết diện dây dẫn, cáp và thanh dẫn	200
6.1.1. Lựa chọn tiết diện dây dẫn theo độ bền cơ học	200
6.1.2. Chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo dòng điện làm việc lâu dài cho phép	202
6.1.3. Chọn tiết diện theo phát nóng khi ngắn mạch và phối hợp với điều kiện bảo vệ	215
6.1.4. Lựa chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo mật độ dòng điện kinh tế	217
6.1.5. Chọn tiết diện dây dẫn và cáp theo tổn thất điện áp cho phép	219
6.1.6. Chọn tiết diện dây dẫn theo tổn thất vàng quang điện	229
6.1.7. Chọn tiết diện thanh dẫn, thanh góp	230
6.2. Kết cấu lắp đặt dây dẫn, cáp và thanh dẫn	236
6.2.1. Lắp đặt dây dẫn	236
6.2.2. Lắp đặt đường dây cáp	240
6.2.3. Lắp đặt hệ thống thanh dẫn hạ áp trong xí nghiệp	243

6.3. Lựa chọn dung lượng máy biến áp	245
6.3.1. Khái niệm chung	245
6.3.2. Vị trí đặt trạm biến áp	246
6.3.3. Chọn số lượng máy biến áp	246
6.3.4. Chọn dung lượng máy biến áp	247

Chương 7

TÍNH TOÁN DÒNG ĐIỆN NGẮN MẠCH

7.1. Các định nghĩa và khái niệm	253
7.1.1. Các định nghĩa	253
7.1.2. Các khái niệm về dòng ngắn mạch	254
7.1.3. Các đại lượng cần xác định	256
7.1.4. Thời gian ngắn mạch tính toán	256
7.2. Nguyên nhân và hậu quả của ngắn mạch	258
7.2.1. Nguyên nhân gây ra ngắn mạch	258
7.2.2. Hậu quả của ngắn mạch	258
7.2.3. Các biện pháp khắc phục ngắn mạch	258
7.3. Ý nghĩa của việc tính ngắn mạch	259
7.4. Hệ đơn vị tương đối	259
7.4.1. Hệ đơn vị tương đối định mức	259
7.4.2. Hệ đơn vị tương đối cơ bản	262
7.5. Các phương pháp tính dòng điện ngắn mạch	265
7.5.1. Những giả thiết cơ bản	265
7.5.1. Sơ đồ thay thế tính toán	266
7.5.3. Các phương pháp biến đổi sơ đồ	268
7.5.4. Phương pháp tính dòng điện ngắn mạch theo đường cong tính toán	269
7.5.5. Phương pháp tính toán dòng ngắn mạch đơn giản	273
7.5.6. Phương pháp tính dòng ngắn mạch không đối xứng	275
7.5.7. Tính toán dòng điện ngắn mạch hạ áp	283

Chương 8

LỰA CHỌN CÁC THIẾT BỊ ĐIỆN

8.1. Các khái niệm chung	291
8.1.1. Chế độ làm việc lâu dài	291
8.1.2. Chế độ làm việc quá tải	291
8.1.3. Chế độ làm việc ở trạng thái ngắn mạch	291
8.2. Các tiêu chuẩn lựa chọn và kiểm tra thiết bị	292
8.2.1. Các tiêu chuẩn lựa chọn thiết bị	292
8.2.2. Các tiêu chuẩn kiểm tra thiết bị	293
8.3. Lựa chọn các thiết bị đóng cắt	296
8.3.1. Lựa chọn và kiểm tra máy cắt điện	296
8.3.2. Lựa chọn và kiểm tra cầu chì	299
8.3.3. Lựa chọn dao cách ly và dao cắt tải	301
8.3.4. Lựa chọn và kiểm tra máy cắt phụ tải	302
8.3.5. Lựa chọn và kiểm tra áp tô mát	304
8.4. Lựa chọn và kiểm tra sứ cách điện	305
8.4.1. Sứ đỡ	305
8.4.2. Sứ xuyên và sứ đầu ra	305
8.4.3. Chọn và kiểm tra sứ cách điện	306

8.5. Lựa chọn thanh góp.....	306
8.5.1. Chọn thanh góp.....	306
8.5.2. Kiểm tra thanh góp.....	307
8.6. Lựa chọn kháng điện đơn.....	308
8.7. Lựa chọn các thiết bị phục vụ đo lường.....	311
8.7.1. Lựa chọn và kiểm tra máy biến dòng điện.....	311
8.7.2. Lựa chọn và kiểm tra máy biến điện áp đo lường.....	314

Chương 9

TIẾT KIỆM ĐIỆN NĂNG

BÙ CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG NĂNG CAO HỆ SỐ CÔNG SUẤT

9.1. Các khái niệm chung.....	319
9.1.1. Khái niệm về điện năng.....	319
9.1.2. Tiết kiệm điện năng.....	320
9.1.3. Bù công suất phản kháng.....	321
9.1.4. Hệ số công suất $\cos \varphi$	322
9.2. Các phương pháp nâng cao hệ số công suất.....	325
9.2.1. Nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp tự nhiên.....	325
9.2.2. Nâng cao hệ số công suất bằng giải pháp nhân tạo.....	329
9.3. Các bài toán bù.....	333
9.3.1. Bài toán bù kinh tế.....	333
9.3.2. Bài toán phân phối dung lượng bù.....	335
9.4. Bố trí thiết bị bù.....	342
9.5. Điều chỉnh dung lượng của các bộ tụ bù.....	342
9.6. Tự động điều chỉnh dung lượng bù cho các bộ tụ điện 6.10kV.....	343

Chương 10

BẢO VỆ ROLE TRONG HỆ THỐNG CUNG CẤP ĐIỆN

10.1. Khái niệm chung.....	345
10.1.1. Ý nghĩa của bảo vệ role.....	345
10.1.2. Các yêu cầu cơ bản đối với bảo vệ role.....	346
10.1.3. Các loại rơ le và sơ đồ bảo vệ role.....	347
10.2. Bảo vệ dòng điện cực đại.....	349
10.2.1. Khái niệm về bảo vệ dòng điện cực đại.....	349
10.2.2. Các sơ đồ bảo vệ dòng điện cực đại.....	350
10.3. Bảo vệ dòng điện cắt nhanh.....	363
10.3.1. Nguyên lý tác động của bảo vệ cắt nhanh.....	363
10.3.2. Bảo vệ cắt nhanh tác động tức thời trên các đường dây có nguồn cung cấp từ một phía.....	363
10.3.3. Bảo vệ cắt nhanh trên các đường dây có hai nguồn cung cấp.....	365
10.3.4. Bảo vệ cắt nhanh có thời gian duy trì.....	366
10.3.5. Bảo vệ dòng điện ba cấp.....	367
10.3.6. Phạm vi ứng dụng của bảo vệ cắt nhanh.....	367
10.4. Bảo vệ chống ngắn mạch chạm đất.....	367
10.4.1. Bảo vệ chống ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính trực tiếp nối đất.....	367
10.4.2. Bảo vệ chống ngắn mạch chạm đất trong lưới có trung tính cách điện.....	369
Tài liệu tham khảo.....	374

Chịu trách nhiệm xuất bản:

Chủ tịch HĐQT kiêm Tổng Giám đốc NGÔ TRẦN ÁI

Phó Tổng Giám đốc kiêm Tổng biên tập NGUYỄN QUÝ THAO

Tổ chức bản thảo và chịu trách nhiệm nội dung:

Chủ tịch HĐQT kiêm Giám đốc CTCP Sách ĐH-DN

TRẦN NHẬT TÂN

Biên tập và sửa bản in:

NGUYỄN DUY MẠNH

Trình bày bìa:

NGUYỄN VĂN HIẾN

Chế bản:

ĐINH XUÂN DŨNG

CƠ SỞ LÝ THUYẾT TÍNH TOÁN VÀ THIẾT KẾ HỆ THỐNG CUNG CẤP ĐIỆN

Mã số: 7B676y9 – DAI

In 1.000 bản (QĐ : 66), khổ 19 x 27 cm. In tại Công ty CP In – Thương mại Hà Tây.

Địa chỉ : Số 15, đường Quang Trung, Quận Hà Đông, Hà Nội.

Số ĐKKH xuất bản : 04 – 2009/CXB/222 – 2117/GD.

In xong và nộp lưu chiểu tháng 10 năm 2009.



**CÔNG TY CỔ PHẦN SÁCH ĐẠI HỌC - DẠY NGHỀ
HEVOBCO**

25 HÀN THUYỀN – HÀ NỘI

Website : www.hevobco.com.vn ; Tel : 043. 9724715

TÌM ĐỌC SÁCH THAM KHẢO KỸ THUẬT CỦA NHÀ XUẤT BẢN GIÁO DỤC VIỆT NAM

1. Sửa chữa Điện xí nghiệp - Điện tử công nghiệp
Trần Nhật Tân
2. Giáo trình Kỹ thuật lắp đặt và vận hành trạm biến áp
Phan Đăng Khải
3. Giáo trình Kỹ thuật điện
Nguyễn Văn Chất
4. Bài tập Kỹ thuật điện
Đặng Văn Đào
5. Sửa chữa và quấn lại động cơ điện
Bùi Văn Yên
6. Hỏi đáp về Điện - Điện tử dân dụng
Bùi Văn Yên
7. Công nghệ chế tạo thiết bị điện
Nguyễn Đức Sỹ
8. Cơ sở lý thuyết tính toán và thiết kế hệ thống cung cấp điện
Phan Đăng Khải
9. Máy điện 1
Bùi Đức Hùng – Triệu Việt Linh
10. Máy điện 2
Bùi Đức Hùng – Triệu Việt Linh
11. Giáo trình Vận hành và sửa chữa thiết bị điện
Nguyễn Đức Sỹ
12. Giáo trình Lưới điện
Trần Bách

Bạn đọc có thể mua tại các Công ty Sách - Thiết bị trường học ở các địa phương hoặc các Cửa hàng sách của Nhà xuất bản Giáo dục Việt Nam :

Tại Hà Nội : 25 Hàn Thuyên ; 187B Giảng Võ ; 232 Tây Sơn ; 23 Tràng Tiền ;

Tại Đà Nẵng : Số 15 Nguyễn Chí Thanh ; Số 62 Nguyễn Chí Thanh ;

Tại Thành phố Hồ Chí Minh : Cửa hàng 451B - 453, Hai Bà Trưng, Quận 3 ;
240 Trần Bình Trọng – Quận 5.

Tại Thành phố Cần Thơ : Số 5/5, đường 30/4 ;

Website : www.nxbgd.com.vn



Giá: 53.500 đ