

PGS.TS.TRẦN BÁCH

GIÁO TRÌNH

LƯỚI ĐIỆN



NHÀ XUẤT BẢN GIÁO DỤC

PGS. TS. TRẦN BÁCH

GIÁO TRÌNH
LƯỚI ĐIỆN

(Dùng cho sinh viên hệ Cao đẳng – Đại học ngành Điện)

NHÀ XUẤT BẢN GIÁO DỤC

17/2007/CXB/81-2217/GD

Bản quyền thuộc HEVOBCO – Nhà xuất bản Giáo dục

17 – 2007/CXB/81 – 2217/GD

Mã số: 7B670M7 – DAI

ỜI GIỚI THIỆU

Giáo trình lưới điện được biên soạn trên cơ sở kinh nghiệm giảng dạy lâu năm đào tạo hệ Cử nhân cao đẳng kỹ thuật và Kỹ sư ngành Hệ thống điện. Trọng tâm của cuốn sách trình bày những vấn đề cơ bản của Lưới điện. Sinh viên cần phải nắm vững các phương pháp tính toán lưới điện trung và hạ áp, phải nắm được các phương pháp chọn dây dẫn, phân tích kinh tế lưới điện và nắm được các vấn đề chủ yếu trong vận hành lưới điện như: điều chỉnh điện áp, giảm tổn thất điện năng... Về lưới điện phức tạp và đường dây siêu cao áp, cuốn sách chỉ nêu qua để sinh viên nắm được khái niệm cơ sở.

Do phần lớn Cử nhân cao đẳng kỹ thuật ngành Hệ thống điện sẽ làm việc trực tiếp với lưới phân phối điện, nên các vấn đề về lưới điện được trình bày cụ thể, chi tiết giúp người học nắm vững kiến thức để áp dụng vào thực tế.

Nội dung của giáo trình được phân ra các chương như sau:

Chương 1: Khái quát về lưới điện.

Chương 2: Sơ đồ thay thế và thông số của lưới điện.

Chương 3: Đặc tính truyền tải điện năng.

Chương 4: Tính toán chế độ xác lập của lưới phân phối.

Chương 5: Tính toán lưới hệ thống và lưới truyền tải.

Chương 6: Chọn tiết diện dây dẫn trong thiết kế lưới điện

– Khái quát về quy hoạch thiết kế lưới điện.

Chương 7: Vận hành lưới điện.

Nếu nắm vững nội dung trình bày trong cuốn sách này, sinh viên dễ dàng đọc được các tài liệu nâng cao về lưới điện trong và ngoài nước. Việc mở rộng, đào sâu kiến thức là rất cần thiết nếu sinh viên muốn phát huy được khả năng làm việc sau khi tốt nghiệp.

Giáo trình Lưới điện được biên soạn nhằm phục vụ hệ Cử nhân cao đẳng ngành Hệ thống điện nhưng cũng rất thiết thực cho hệ kỹ sư, giáo viên và các cán bộ đang công tác trong ngành Điện.

Trong quá trình biên soạn giáo trình, mặc dù đã có nhiều cố gắng nhưng chắc chắn không tránh khỏi hết khiếm khuyết. Tác giả hoan nghênh mọi ý kiến đóng góp cho nội dung cuốn sách để lần tái bản sau được hoàn chỉnh hơn.

Mọi ý kiến đóng góp xin được gửi về Công ty Cổ phần Sách Đại học và Day nghề (HEVOBCO), 25 Hàn Thuyên, Hà Nội.

TÁC GIẢ

Chương 1

KHÁI QUÁT VỀ LƯỚI ĐIỆN

1.1. ĐỊNH NGHĨA VÀ PHÂN LOẠI LƯỚI ĐIỆN

1.1.1. Định nghĩa và cấu trúc cơ bản

Định nghĩa:

Lưới điện là bộ phận của hệ thống điện làm nhiệm vụ tải điện từ các nguồn điện đến các thiết bị dùng điện. Lưới điện bao gồm các dây dẫn điện, các máy biến áp và các thiết bị phục vụ khác như: thiết bị đóng cắt, thiết bị bảo vệ, thiết bị bù dọc, bù ngang, thiết bị đo lường và thiết bị điều khiển chế độ làm việc,... Các thiết bị này được sắp xếp trên các đường dây tải điện và các trạm điện như trạm biến áp, trạm cắt. Các thiết bị tạo thành lưới điện được gọi chung là các phần tử của lưới điện.

Nguồn điện bao gồm các nhà máy điện (nhiệt điện, thủy điện và điện nguyên tử) và các trạm phát điện (điên, mặt trời, sức gió...). Các thiết bị dùng điện như động cơ, đèn điện, thiết bị sinh nhiệt... do các hộ dùng điện (nhà ở, xí nghiệp, nhà hàng, công sở...) quản lý. Các thiết bị dùng điện, các hộ tiêu thụ điện còn được gọi chung là *phụ tải điện*.

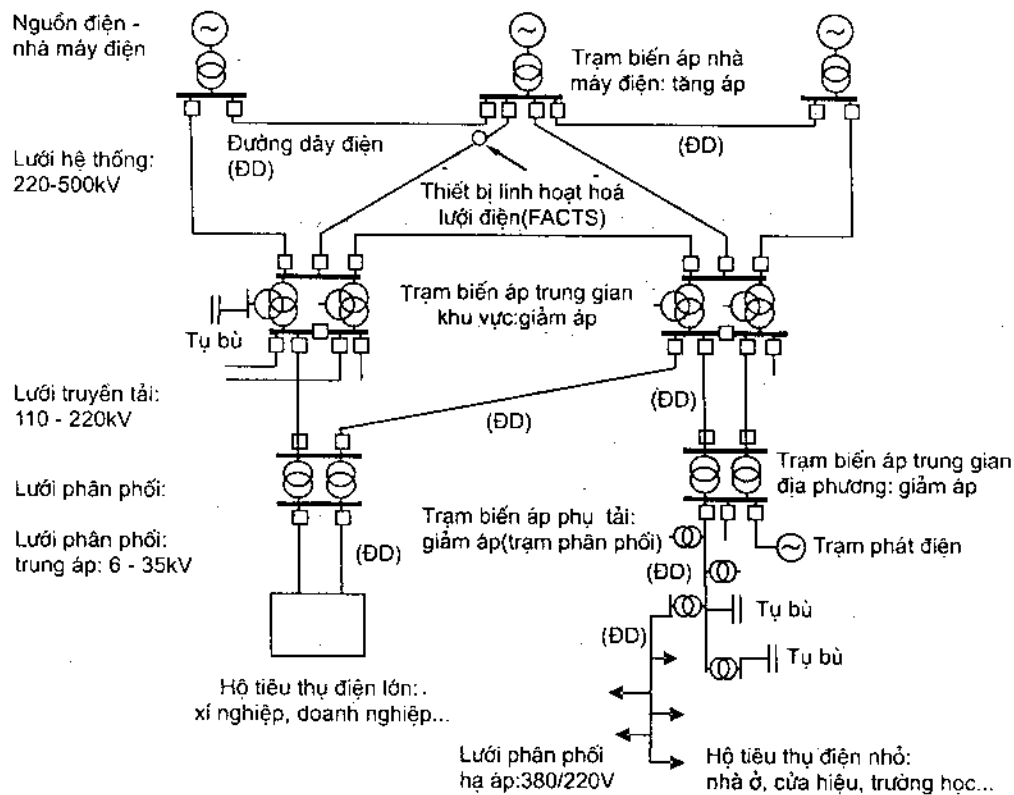
Trên hình 1.1 mô tả sơ đồ lưới điện và hệ thống điện.

Cấu trúc cơ bản của lưới điện thể hiện trên sơ đồ:

Trên sơ đồ ta thấy điện năng được sản xuất ra ở các nhà máy điện, sau đó được đưa lên lưới điện điện áp cao bằng máy biến áp tăng áp ở trạm biến áp nhà máy điện, sau đó điện năng được đưa đi qua nhiều bộ phận lưới điện đến trạm biến áp cuối cùng là các trạm biến áp phụ tải (trạm biến áp phân phối), trạm biến áp này cung cấp điện cho các thiết bị dùng điện qua lưới điện hạ áp. Các trạm biến áp ở giữa hai loại trạm biến áp này được gọi là các trạm biến áp trung gian. Trạm biến áp lớn điện áp cao và siêu cao gọi là trạm biến áp trung gian khu vực, trạm biến áp cấp điện cho lưới điện trung áp gọi là trạm biến áp trung gian địa phương.

Ngoài các nhà máy điện, còn có các nguồn điện nhỏ hơn gọi là các trạm phát điện như thủy điện nhỏ, phong điện...

Trên lưới điện còn có các tụ bù để cân bằng công suất phản kháng hoặc giảm tổn thất điện năng.



Hình 1.1

Trên các đường dây siêu cao áp 500kV còn phải đặt các tụ và kháng bù để đường dây có thể làm việc được.

Trên các đường dây cấp có thể có các kháng điện dọc để hạn chế dòng điện ngắn mạch.

Trên lưới điện còn có các thiết bị điều chỉnh điện áp hoặc điều chỉnh phân bố công suất (FACTS – flexible AC transmission system).

Lưới điện được sử dụng hiện nay là lưới điện xoay chiều 3 pha: điện năng được truyền trên đường dây gồm 3 dây dẫn điện gọi là 3 pha.

Lưới điện 35kV trở lên là lưới điện 3 pha 3 dây.

Ở lưới điện trung áp có 2 loại: 3 pha 3 dây và 3 pha 4 dây có thêm dây trung tính, còn ở hạ áp nhất thiết phải có dây trung tính là 4 dây để cấp điện cho các thiết bị dùng điện. Đường dây tải điện có thể là:

- Đường dây trên không: các dây pha để trần hoặc bọc cách điện mỏng treo trên cột điện ngoài trời bằng vật cách điện;

- Đường dây dây cáp: dây dẫn được bọc cách điện, bó sát nhau thành một dây duy nhất có bọc cách điện và lớp bảo vệ ngoài, được chôn trong đất hoặc treo trên cột.

Toàn bộ các phần tử của lưới điện tạo thành *cấu trúc tổng thể* của lưới điện. Để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cấu trúc tổng thể phải là cấu trúc thừa: thừa phần tử và thừa khả năng lập sơ đồ vận hành.

Trong vận hành có thể chỉ cần một bộ phận phần tử tham gia vận hành, đó là cấu trúc vận hành... Cấu trúc vận hành là bộ phận của cấu trúc tổng thể, cấu trúc vận hành bình thường được lựa chọn theo điều kiện tối ưu về kỹ thuật hay kinh tế. Còn cấu trúc vận hành sự cố chú ý đến an toàn: bảo đảm điều kiện cung cấp điện cho phép khi sự cố.

1.1.2. Điện áp danh định và điện áp vận hành của lưới điện

Điện áp danh định (hay còn gọi là *điện áp định mức*, ký hiệu U_{dm} hoặc U_{dd}) của lưới điện là điện áp cơ sở để thiết kế và vận hành lưới điện. Điện áp danh định là đại lượng quan trọng nhất của lưới điện, nó quyết định khả năng tải của lưới điện cũng như kết cấu, thiết bị và giá thành của lưới điện.

Đối với lưới điện có 2 loại điện áp: *điện áp dây* (giữa 2 dây pha) và *điện áp pha* (giữa dây pha và dây trung tính hay đất). Điện áp danh định là điện áp dây. Chỉ ở lưới điện hạ áp mới dùng điện áp pha và giá trị điện áp này viết dưới điện áp dây sau dấu phân số.

Các cấp điện áp danh định của lưới điện Việt Nam là:

- Hạ áp: 0,38 / 0,22kV – trực tiếp cấp điện cho các thiết bị dùng điện.
- Trung áp: 6 – 10 – 15 – 22 – 35kV.
- Cao áp: 110 – 220kV.
- Siêu cao áp 500kV.

Trên thế giới còn dùng các điện áp: 60 – 150 – 330 – 400 – 750kV.

Sở dĩ có nhiều cấp điện áp trung, cao và siêu cao khác nhau là vì lý do kinh tế. Để tải công suất không đổi nếu điện áp cao thì dòng điện sẽ nhỏ, chi phí cho cách điện lớn nhưng chi phí liên quan đến dây dẫn nhỏ, ngược lại khi điện áp thấp chi phí cho cách điện nhỏ nhưng chi phí liên quan đến dây dẫn lớn, như vậy sẽ có điện áp tối ưu cho mỗi công suất tải và độ dài đường dây. Tuy nhiên trong một hệ thống điện nhất định chỉ sử dụng một số cấp điện áp nhất định.

Đối với cấp điện áp dưới 1000V, khi lựa chọn điện áp ngoài lý do kinh tế còn có lý do an toàn cho người dùng điện, vì thế có nước dùng điện áp 100V cho lưới điện hạ áp.

Mỗi cấp điện áp có thể tải được lượng công suất nhất định và hoạt động tốt trong khoảng cách nhất định.

Điện áp định mức của máy biến áp, thiết bị phân phối điện và thiết bị dùng điện có giá trị bằng hoặc gần bằng điện áp danh định của lưới điện.

Các thiết bị điện được thiết kế theo điện áp này. Ở điện áp định mức, các thiết bị dùng điện tiêu thụ đúng công suất thiết kế.

Điện áp vận hành của lưới điện có thể lớn hơn hoặc nhỏ hơn điện áp danh định, trong giới hạn cho phép. Giới hạn trên của điện áp vận hành $U_{\max}$ xác định bởi điều kiện an toàn cho cách điện của đường dây điện, đó cũng là điều kiện chọn cách điện khi thiết kế đường dây điện.

Giới hạn max đó là:

$$6\text{kV} \leq U_{\text{đd}} \leq 220\text{kV} \text{ thì } U_{\max} = 1,1 \cdot U_{\text{đd}} ;$$

$$U_{\text{đd}} = 500\text{kV} \text{ thì } U_{\max} = 1,05 \cdot U_{\text{đd}}.$$

Giới hạn dưới $U_{\min}$ là do điều kiện điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp, điện áp này phải đủ để có thể đạt được điện áp yêu cầu ở đầu ra của biến áp. Giới hạn này cũng khoảng $5 \pm 10\%$:

$$U_{\text{đd}} \leq 220\text{kV} \text{ thì } U_{\min} = 0,9 \cdot U_{\text{đd}} ;$$

$$U_{\text{đd}} = 500\text{kV} \text{ thì } U_{\min} = 0,95 \cdot U_{\text{đd}}.$$

Nếu điện áp ở các nút tải xuống thấp dưới $70\% U_{\text{đd}}$ thì có thể xảy ra hiện tượng: sụp đổ điện áp rất nguy hiểm cho lưới điện.

Ở lưới điện hạ áp giới hạn trên và dưới do tiêu chuẩn chất lượng điện áp quyết định.

Nếu lưới điện trung áp cấp điện trực tiếp cho thiết bị dùng điện thì giới hạn điện áp cũng do tiêu chuẩn chất lượng điện áp quyết định.

1.1.3. Phân loại lưới điện

Lưới điện được chia thành các loại theo các tính chất kỹ thuật, đối tượng phục vụ hoặc phương pháp nghiên cứu:

1. Theo tính chất dòng điện

- Lưới điện xoay chiều.
- Lưới điện một chiều.

Lưới điện hiện nay trên thế giới chủ yếu là xoay chiều, hệ thống điện một chiều mới được áp dụng hạn chế trong một số nước. Các phân loại tiếp theo đây là cho lưới điện xoay chiều.

2. Theo chức năng

- Lưới hệ thống: Nối liền các nhà máy điện và các trạm trung gian khu vực tạo thành hệ thống điện, lưới điện này có yêu cầu độ tin cậy rất cao nên có nhiều mạch vòng kín và vận hành kín. Lưới điện hệ thống có điện áp cao và siêu cao.

- Lưới truyền tải: Tải điện từ các nhà máy điện hoặc các trạm khu vực đến các trạm trung gian địa phương, lưới điện này có mạch vòng kín đơn giản và có thể vận hành kín hoặc hở. Lưới điện này có điện áp 35, 110 hay 220kV.

- Lưới phân phối trung áp: Đưa điện năng từ các nguồn điện hay các trạm trung gian (địa phương hay khu vực) đến các trạm phân phối phụ tải (gọi tắt là trạm phân phối hay trạm phụ tải).

3. Theo điện áp

- Lưới điện cao và siêu cao áp;
- Lưới điện trung áp;
- Lưới điện hạ áp.

4. Theo phạm vi hoạt động

- Lưới điện đô thị;
- Lưới điện nông thôn;
- Lưới điện xí nghiệp và dân dụng.

5. Theo công nghệ

- Lưới điện trên không;
- Lưới cáp.

6. Theo sự phát triển

a) *Lưới điện phát triển hay lưới điện động*: là lưới điện cung cấp điện cho phụ tải luôn phát triển theo thời gian và không gian.

b) *Lưới điện bão hoà hay lưới điện tĩnh*: cung cấp điện cho phụ tải cố định, không phát triển theo thời gian và không gian.

Ví dụ về lưới điện tĩnh:

- Lưới điện cung cấp điện cho một xí nghiệp, phân xưởng, nhà cao tầng, khách sạn, cửa hàng...
- Lưới điện cung cấp điện cho một khu vực dân cư ổn định (ở các nước phát triển cao);
- Lưới điện chiếu sáng đường phố.

Ngoài các loại kể trên, là lưới điện phát triển. Nói chung lưới điện phát triển bao gồm các lưới điện tĩnh và động.

1.2. SƠ ĐỒ LƯỚI ĐIỆN

1.2.1. Lưới hệ thống

Lưới điện hệ thống nối liền các nhà máy điện với nhau và với các nút phụ tải khu vực – các trạm biến áp trung gian khu vực, tạo ra hệ thống điện.

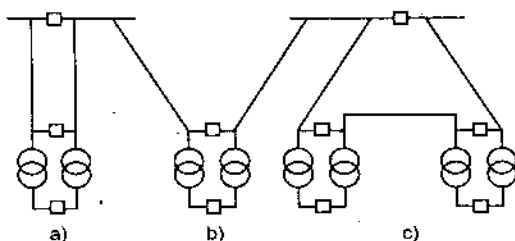
Lưới hệ thống rất quan trọng (hình 1.1), nó có nhiệm vụ tạo thành hệ thống điện và đảm bảo an toàn tuyệt đối cho nó. Do đó, lưới hệ thống phải có độ tin cậy rất cao. Để đạt được điều này, lưới hệ thống phải có nhiều mạch vòng kín và vận hành kín. Lưới hệ thống phải được bảo vệ tốt nhất, các bảo vệ rơle phải có dự phòng nhiều lớp và phải có tính liên động, đảm bảo cho các sự cố xảy ra được triệt tiêu ngay không gây ra sự cố lan truyền dẫn đến tan rã hệ thống điện.

Do phải tải công suất lớn nên lưới hệ thống có điện áp cao và siêu cao.

Điều khiển hoạt động của lưới hệ thống rất phức tạp, hoạt động của lưới hệ thống gắn liền với hoạt động của các nhà máy điện.

1.2.2. Lưới truyền tải (hình 1.2)

Là phần lưới điện từ các trạm trung gian khu vực hoặc từ thanh cái cao áp các nhà máy điện cung cấp điện cho các trạm trung gian địa phương. Lưới truyền tải ít chịu trách nhiệm đối với an toàn của hệ thống điện, nhiệm vụ chính của nó là đảm bảo cung cấp điện tin cậy cho phụ tải. Mức tin cậy của lưới



Hình 1.2

truyền tải không đòi hỏi cao như lưới hệ thống. Do đó thông thường mỗi trạm trung gian địa phương được cấp điện bởi 2 đường dây từ 2 nguồn độc lập là thoả mãn điều kiện độ tin cậy. Tuy lưới truyền tải có cấu trúc kín nhưng có thể vận hành hở và thường vận hành hở. Nếu vận hành kín tổn thất điện năng sẽ nhỏ vì công suất được phân bố đều cho 2 lộ, ngược lại khi vận hành hở thì dòng ngắn mạch ở các xuất tuyến trung áp nhỏ, ít nguy hại cho lưới điện (trên sơ đồ chỉ vẽ các máy cắt để thực hiện vận hành kín hay hở).

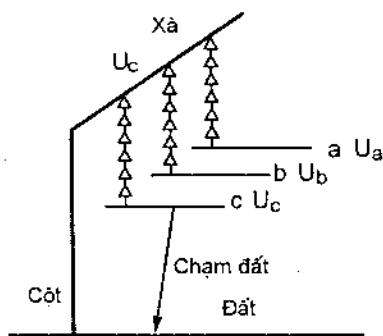
Ba dạng thường thấy nhất của lưới truyền tải là:

a) Hai đường dây song song từ 2 thanh cái của trạm biến áp nguồn (hình 1.2a);

b) Hai đường dây từ 2 nguồn riêng (hình 1.2b);

c) Mạch vòng kín đơn giản từ 2 thanh cái của trạm nguồn (hình 1.2c). Từ thanh cái cao áp của các trạm này có thể kéo đường dây cấp điện cho các trạm trung gian khác.

Lưới truyền tải có điện áp từ 110kV trở lên.



Hình 1.3

Đối với lưới điện 110kV trở lên (hình 1.3): Khi pha c chạm đất thì cột và xà mang điện áp pha c, do đó trên chuỗi sứ pha a và b có điện áp dây ($\underline{U}_a - \underline{U}_c$ và $\underline{U}_b - \underline{U}_c$), cách điện do đó phải chọn theo điện áp dây.

Để tiết kiệm cách điện người ta nối đất trung tính máy biến áp, khi đó nếu 1 pha nào đó chạm đất sẽ gây

ngắn mạch 1 pha và đường dây được cắt ra, bảo đảm an toàn cho cách điện, nhờ đó cách điện của đường dây được chọn theo điện áp pha làm cho đường dây rẻ hơn nhiều so với không nối đất. Tuy nhiên, độ tin cậy của lưới điện sẽ bị thấp đi và được bù lại bằng các biện pháp khác như lưới điện có độ dự phòng cao

hơn. Ngắn mạch có dòng lớn làm mỗi đường dây cho nên dòng ngắn mạch 1 pha có thể được điều tiết bằng cách chọn số lượng các nối đất trung tính được đóng trong từng chế độ vận hành, do đó nối đất trung tính các máy biến áp dây cuốn được thực hiện qua dao cách ly, còn trung tính các máy biến áp tự ngẫu phải nối đất trực tiếp không có dao cách ly.

1.2.3. Lưới phân phối điện trung áp

1. Công nghệ phân phối điện trung áp

Có 2 loại công nghệ lưới phân phối điện trung áp được sử dụng trên thế giới và ở Việt Nam:

a) *Lưới phân phối điện 3 pha 3 dây (3p3)* (hình 1.4a), lưới này chỉ có 3 dây pha, các máy biến áp phân phối được cấp điện bằng điện áp dây.

Khó khăn về kỹ thuật của lưới điện này là khi một pha chạm đất, nếu dòng điện chạm đất do điện dung của các pha đối với đất lớn sẽ xảy ra hồ quang lặp lại, hiện tượng này gây ra quá điện áp khá lớn (đến 3,5 lần U_{dm} pha) có thể làm hỏng cách điện của đường dây hoặc máy biến áp.

Để khắc phục người ta phải nối đất trung tính của các cuộn dây trung áp, đây là nối đất kỹ thuật (cùng với nối đất lưới cao áp, gọi chung là nối đất làm việc).

Trung tính của phía trung áp được nối đất theo một trong các cách sau:

- Nối trực tiếp xuống đất: Loại trừ hiện tượng hồ quang lặp lại bằng cách cắt ngay đường dây vì lúc này chạm đất sẽ gây ra dòng ngắn mạch rất lớn. Bất lợi của cách nối đất này là dòng điện ngắn mạch quá lớn gây nguy hại cho lưới điện, và gây nhiễu thông tin.

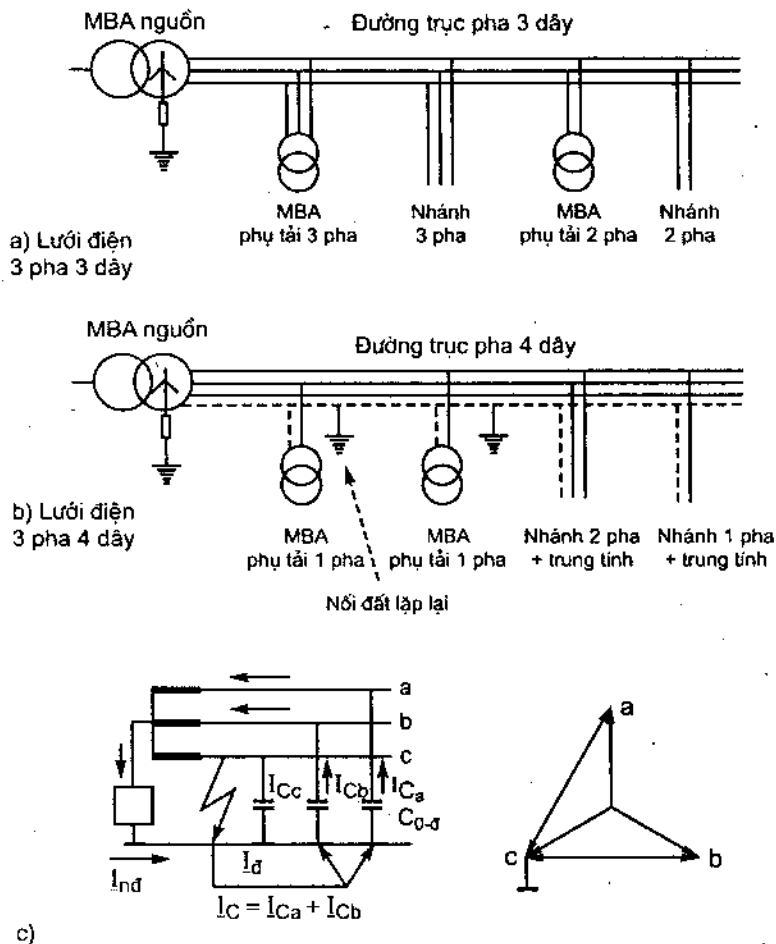
- Nối đất qua tổng trở: điện trở hoặc điện kháng nhằm giảm dòng ngắn mạch xuống mức cho phép.

- Nối đất qua cuộn dập hồ quang: điện kháng của cuộn dập hồ quang (còn gọi là cuộn dây Petersen) tạo ra dòng điện điện cảm triệt tiêu dòng điện điện dung khi chạm đất làm cho dòng điện tổng đi qua điểm chạm đất nhỏ đến mức không gây ra hồ quang lặp lại. Do đó khi xảy ra chạm đất một pha lưới điện vẫn vận hành được.

Trên hình 1.4c là sơ đồ lưới điện khi chạm đất 1 pha. Trong trạng thái bình thường, có 3 dòng điện giữa các pha và đất do điện dung pha – đất C_{0-d} sinh ra, nhưng 3 dòng này triệt tiêu nhau nên không có dòng điện đi vào đất. Khi 1 pha chạm, ví dụ pha c chạm đất thì đất mang điện áp pha c, dòng điện do điện dung pha c $I_{C_c} = 0$, do đó xuất hiện dòng điện điện dung $I_C = I_{C_a} + I_{C_b}$ đi vào điểm chạm đất và gây ra hồ quang. Nếu có nối đất trung tính máy biến áp thì khi pha c chạm đất sẽ xuất hiện dòng điện trong mạch pha c qua nối đất I_{nd} và cũng đi vào điểm chạm đất, khi đó dòng điện đi vào đất sẽ là $I_d = I_{nd} + I_C$. Nếu nối đất trực tiếp hay qua điện trở, điện kháng thì dòng này có giá trị khá lớn (là dòng ngắn mạch 1 pha) và làm cho máy cắt đầu đường dây cắt đường dây chạm đất

khỏi nguồn điện. Nếu là cuộn dập hồ quang thì dòng này sẽ là dòng điện cảm I_L ngược pha với dòng I_C , tạo ra dòng điện tổng $I_d = I_L + I_C$ có giá trị rất nhỏ (xung quanh 0) nên không gây hồ quang và đường dây không bị cắt điện.

Trong thực tế lưới điện trên không 6 – 10kV không phải nối đất, lưới cáp thì phải tính toán cụ thể; lưới điện 22kV trở lên nhất định phải nối đất theo một trong các cách trên.



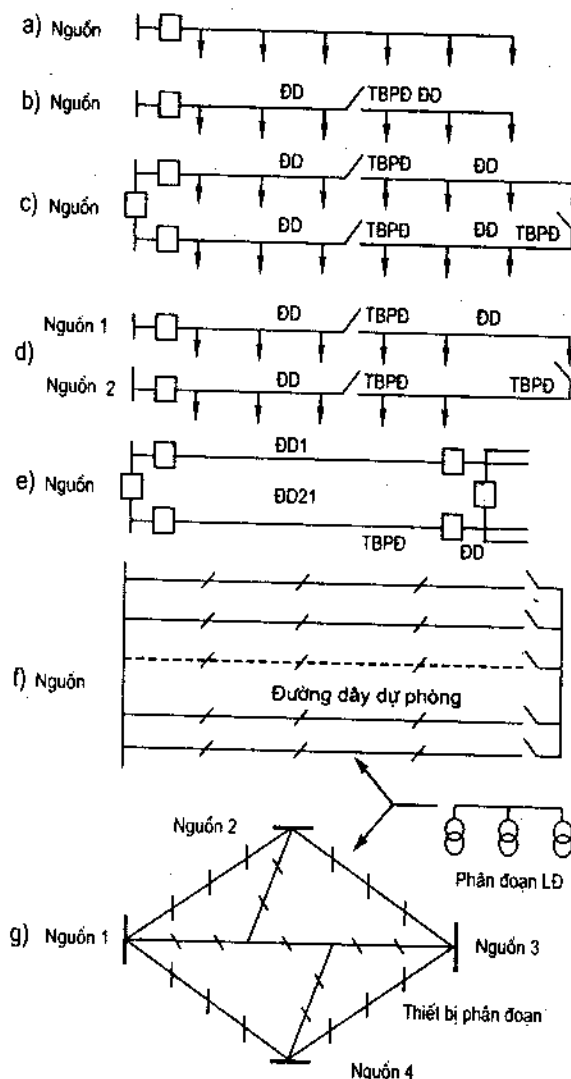
Hình 1.4

b) Lưới điện 3 pha 4 dây (3p4) (hình 1.4b), lưới này ngoài 3 dây pha còn có dây trung tính, các máy biến áp phân phối được cấp điện bằng điện áp dây (máy biến áp 3 pha) và điện áp pha (máy biến áp 1 pha). Trung tính của các cuộn dây trung áp được nối đất trực tiếp. Đối với loại lưới điện này khi chạm đất là ngắn mạch.

Việt Nam hiện nay dùng cả hai loại a và b.

2. Sơ đồ lưới phân phối điện trung áp (hình 1.5)

A – Các loại sơ đồ lưới điện trung áp



Hình 1.5

Có 6 loại sơ đồ cơ sở lưới phân phối trung áp.

a) Lưới phân phối hình tia: rẽ tiền nhưng độ tin cậy rất thấp.

b) Lưới phân phối hình tia phân đoạn: độ tin cậy cao hơn. Phân đoạn lưới phía nguồn có độ tin cậy cao do sự cố hay dừng điện công tác các đoạn lưới phía sau vì nó ảnh hưởng ít đến phân đoạn trước. Nếu thiết bị phân đoạn là máy cắt thì không ảnh hưởng, nếu là dao cách ly thì ảnh hưởng trong thời gian đổi nối lưới điện.

c) Lưới phân phối kín vận hành hở (lưới K/H) do 1 nguồn cung cấp: độ tin cậy cao hơn nữa do mỗi phân đoạn được cấp điện từ 2 phía. Lưới điện này có thể vận hành kín cho độ tin cậy cao hơn nhưng phải trang bị máy cắt và thiết bị bảo vệ có hướng nên đắt tiền. Vận hành hở độ tin cậy thấp hơn một chút do phải thao tác khi sự cố nhưng rẻ tiền, có thể dùng dao cách ly tự động hay điều khiển từ xa. (Ở một số nước đã sản xuất được rơ le có hướng giá rẻ, do đó có thể vận hành kín).

d) Lưới phân phối kín vận hành hở cấp điện từ 2 nguồn độc lập. Lưới điện này phải vận hành hở vì không đảm bảo điều kiện vận hành song song lưới điện ở các điểm phân đoạn, khi thao tác có thể gây ngắn mạch.

e) Lưới điện kiểu đường trục, cấp điện cho một trạm cắt hay trạm biến áp, từ đó có các đường dây cấp điện cho các trạm biến áp phụ tải. Trên các đường dây cấp điện không có nhánh rẽ, loại này có độ tin cậy cao. Loại này hay dùng để cấp điện cho các xí nghiệp hay các nhóm phụ tải xa trạm nguồn và có yêu cầu công suất lớn.

f) Lưới điện có đường dây dự phòng chung: có nhiều đường dây phân phối được dự phòng chung bởi 1 đường dây dự phòng. Lưới điện này độ tin cậy cao và rẻ hơn là kiểu 1 đường dây dự phòng cho 1 đường dây như ở trên. Loại này được dùng tiện lợi cho lưới điện cấp ngầm.

Lưới điện trong thực tế là tổ hợp của 5 loại lưới điện trên. Áp dụng cụ thể cho lưới điện trên không hay lưới điện cáp ngầm khác nhau và ở mỗi hệ thống điện có kiểu sơ đồ riêng.

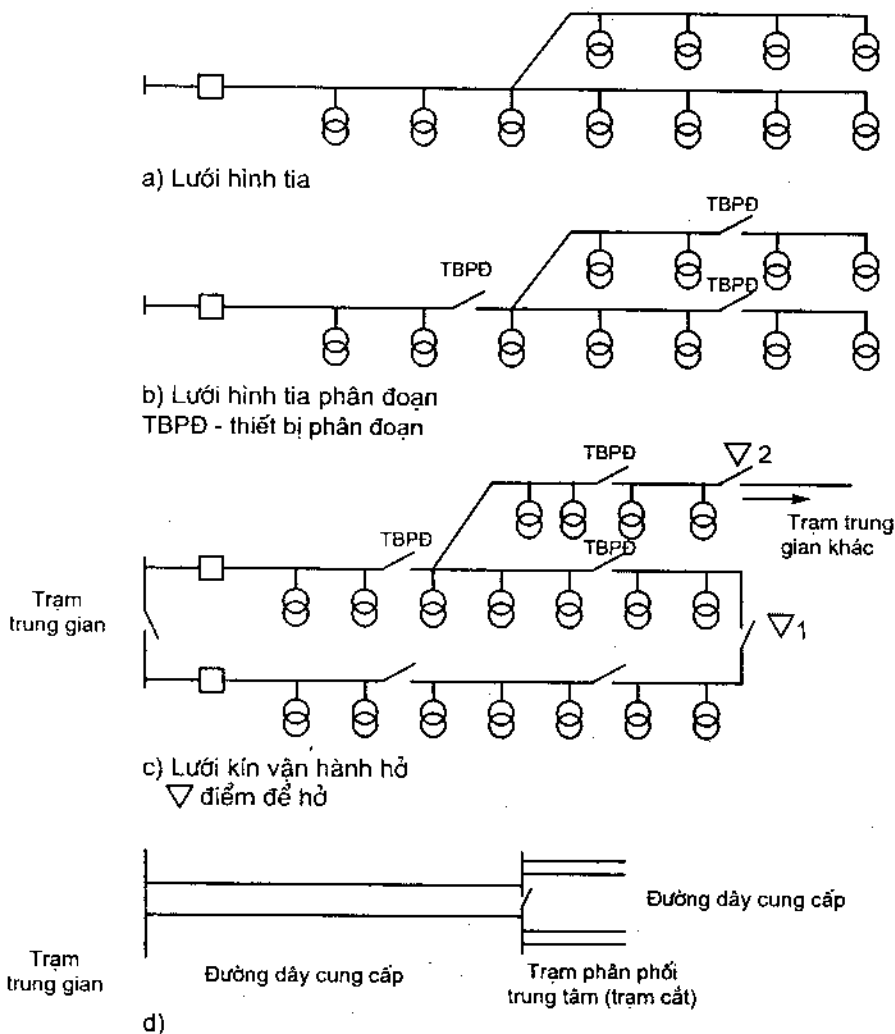
Lưới điện có thể điều khiển từ xa nhờ hệ thống SCADA và cũng có thể được điều khiển bằng tay. Các thiết bị phân đoạn phải là loại không đòi hỏi bảo dưỡng định kỳ và xác suất sự cố rất nhỏ đến mức coi như tin cậy tuyệt đối.

g) Hệ thống phân phối điện: đây là dạng cao cấp nhất và hoàn hảo nhất của lưới phân phối trung áp. Lưới điện có nhiều nguồn, nhiều đường dây tạo thành các mạch kín có nhiều điểm đặt thiết bị phân đoạn. Lưới điện bắt buộc phải điều khiển từ xa với sự trợ giúp của máy tính và hệ thống SCADA. Đang nghiên cứu loại điều khiển hoàn toàn tự động.

Các điểm cắt được chọn theo điều kiện tổn thất điện năng nhỏ nhất cho chế độ bình thường, chọn lại theo mùa trong năm và chọn theo điều kiện an toàn cao nhất khi sự cố.

B – Lưới trên không

Lưới hình tia (hình 1.6a) lưới phân đoạn (hình 1.6b), lưới kín vận hành hở (hình 1.6c), đường dây cung cấp (hình 1.6d).



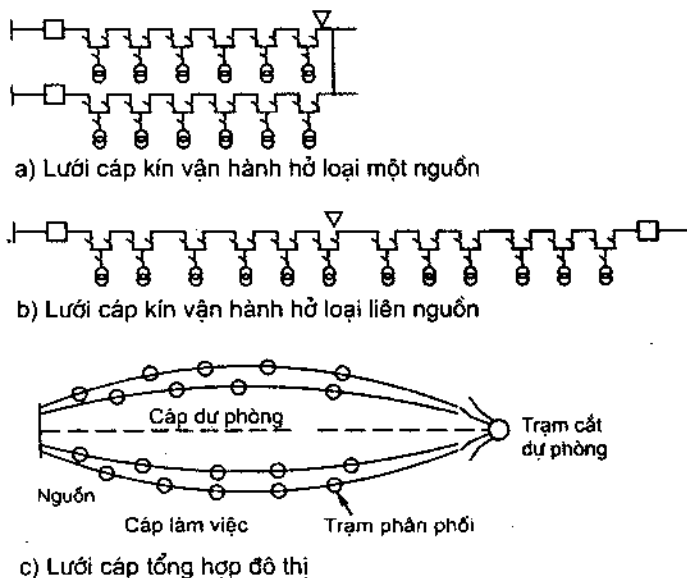
Hình 1.6

C – Lưới cáp (hình 1.7)

Ở đầu đường dây cáp có thể phải đặt thêm kháng điện để giảm dòng điện ngắn mạch.

Lưới cáp có cấu tạo phức tạp hơn lưới trên không. Do việc phát hiện điểm sự cố và sửa chữa cáp khó hơn đường dây trên không nên lưới cáp có sơ đồ cơ bản là kín vận hành hở. Cáp được chôn trong đất hoặc trong các mương cáp chỉ ngóc lên mặt đất trong trạm phân phối và được nối qua 2 dao cách ly nối tiếp. Một trong số dao này mở để vận hành hở.

Lưới cáp đô thị có nhiều dạng phức tạp nhằm nâng cao độ tin cậy với giá rẻ.



Hình 1.7

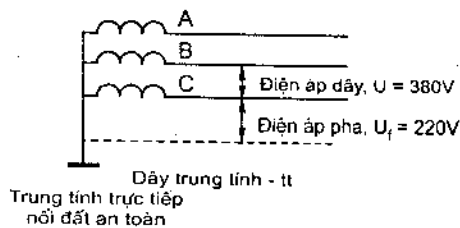
1.2.4. Lưới phân phối điện hạ áp (hình 1.8)

Lưới phân phối điện hạ áp được thực hiện bằng: đường dây trên không, cáp ngầm hay cáp treo (dây vặn xoắn), trong phân xưởng của xí nghiệp có thể dùng thanh dẫn, lưới hạ áp trong nhà được di ngầm trong tường bằng dây cáp. Để có thể lấy ra cả 2 loại điện áp 380V và 220V, cuộn dây hạ áp của máy biến áp phân phối có sơ đồ đấu dây như trên hình 1.8. Ngoài 3 dây pha, từ điểm trung tính của 3 cuộn dây hạ áp của máy biến áp phân phối có thêm dây thứ 4 đi đến các hộ dùng điện, dây này gọi là dây trung tính, điện áp 220V là điện áp của dây pha và dây này. Trung tính máy biến áp được nối đất trực tiếp – đây là nối đất an toàn.

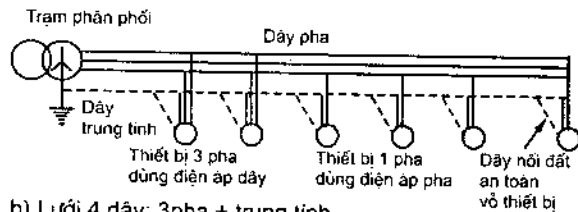
Có 2 loại sơ đồ lưới điện hạ áp như sau: sơ đồ 4 dây (hình 1.8b) gồm 3 dây pha và dây trung tính, sơ đồ 5 dây gồm 3 dây pha + dây trung tính + dây an toàn (hình 1.8c).

Lưới hạ áp 5 dây (hình 1.8c): 4 dây + dây an toàn là lưới có độ an toàn cao nhất cho con người. Khi xảy ra chạm điện ra vỏ thiết bị thì rò rỉ so lệch độ nhạy cao (30mA) sẽ cắt điện. Lưới điện này có nhiều kiểu dạng khác nhau, có thể làm chung cho toàn lưới hạ áp của một trạm phân phối, cũng có thể làm riêng cho từng hộ dùng điện: nhà ở, cửa hàng, công sở...

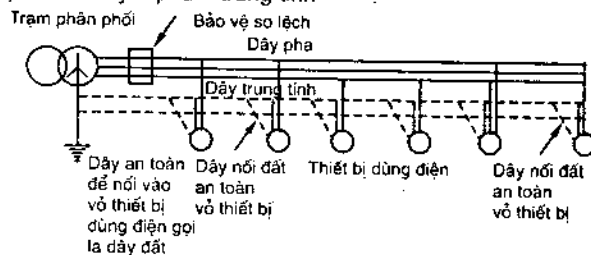
Trong lưới điện 4 dây, người ta đảm bảo an toàn bằng cách nối vỏ thiết bị với dây trung tính. Khi xảy ra chạm điện ra vỏ thiết bị, sẽ có dòng ngắn mạch 1 pha làm nhảy thiết bị bảo vệ, tuy nhiên cần có dòng ngắn mạch đủ lớn để thiết bị đóng cắt tác động. Do đó loại này không an toàn bằng loại 5 dây dùng rò rỉ so lệch có độ nhạy cao.



a) Lưới điện hạ áp 380/220V



b) Lưới 4 dây: 3pha + trung tính

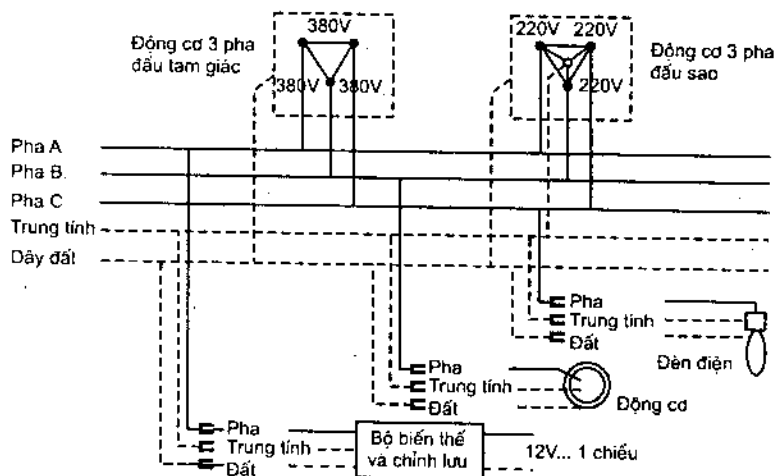


c) Lưới 5 dây: 3pha + trung tính + dây an toàn

Hình 1.8

Thiết bị dùng điện được nối vào lưới điện như trên hình 1.9.

Lưới phân phối điện hạ áp có hình tia là chính, do lưới này ngắn nên khả năng sự cố thấp, hộ nào cần có dự phòng thì lấy điện ở 2 trạm phân phối kế nhau.



Hình 1.9

Các đường nhánh hạ áp có thể là:

- Hai pha + trung tính cấp điện cho một nhóm gia đình;
- Một pha + trung tính cấp điện cho một vài gia đình.

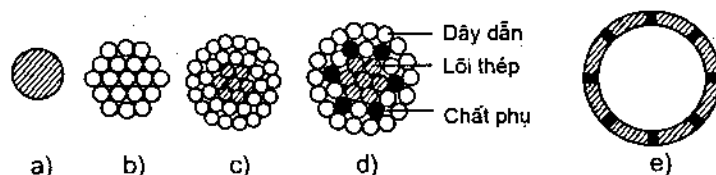
1.3. CẤU TẠO CÁC PHẦN TỬ CHÍNH CỦA LƯỚI ĐIỆN

Lưới điện có 2 phần tử cơ bản chính: đường dây và trạm biến áp. Ngoài ra có tụ bù là phần tử tham gia trực tiếp vào quá trình phân phối điện năng. Các phần tử điều khiển, bảo vệ: máy cắt, máy cắt tự đóng lại, dao cách ly, rơ le bảo vệ, thiết bị chống quá điện áp, kháng bù... đã được trình bày trong các môn học tương ứng nên không đề cập đến ở đây.

1.3.1. Đường dây

1. Trên không

- Cột: thép, bê tông cốt thép.
- Sứ cách điện: sứ đứng, sứ treo.
- Các phụ kiện khác: tạ chống rung, thiết bị cân bằng điện trường trên chuỗi sứ, thiết bị chống sét...
- Dây dẫn (h.1.10): dây nhôm, nhôm lõi thép AC, ASCR, nhôm hợp kim, nhôm lõi chất tổng hợp, dây dẫn rỗng.



H.1.10

- a) Dây 1 sợi; b) Dây vặn xoắn đồng nhất; c) Dây vặn xoắn nhôm lõi thép;
d) Dây nhôm lõi thép có chất phụ; e) Dây dẫn rỗng

Đối với dây dẫn nhà chế tạo cho biết:

Tiết diện hiệu dụng;

Tiết diện phần nhôm và thép (nếu là dây AC);

Dây tiết diện tiêu chuẩn – mm²:

16 ; 25 ; 50 ; 70 ; 95 ; 120 ; 150 ; 185 ; 240 ; 300 ; 400 ; 500...;

Dòng điện phát nóng cho phép $I_{CP}(A)$;

Điện trở đơn vị (Ω/km);

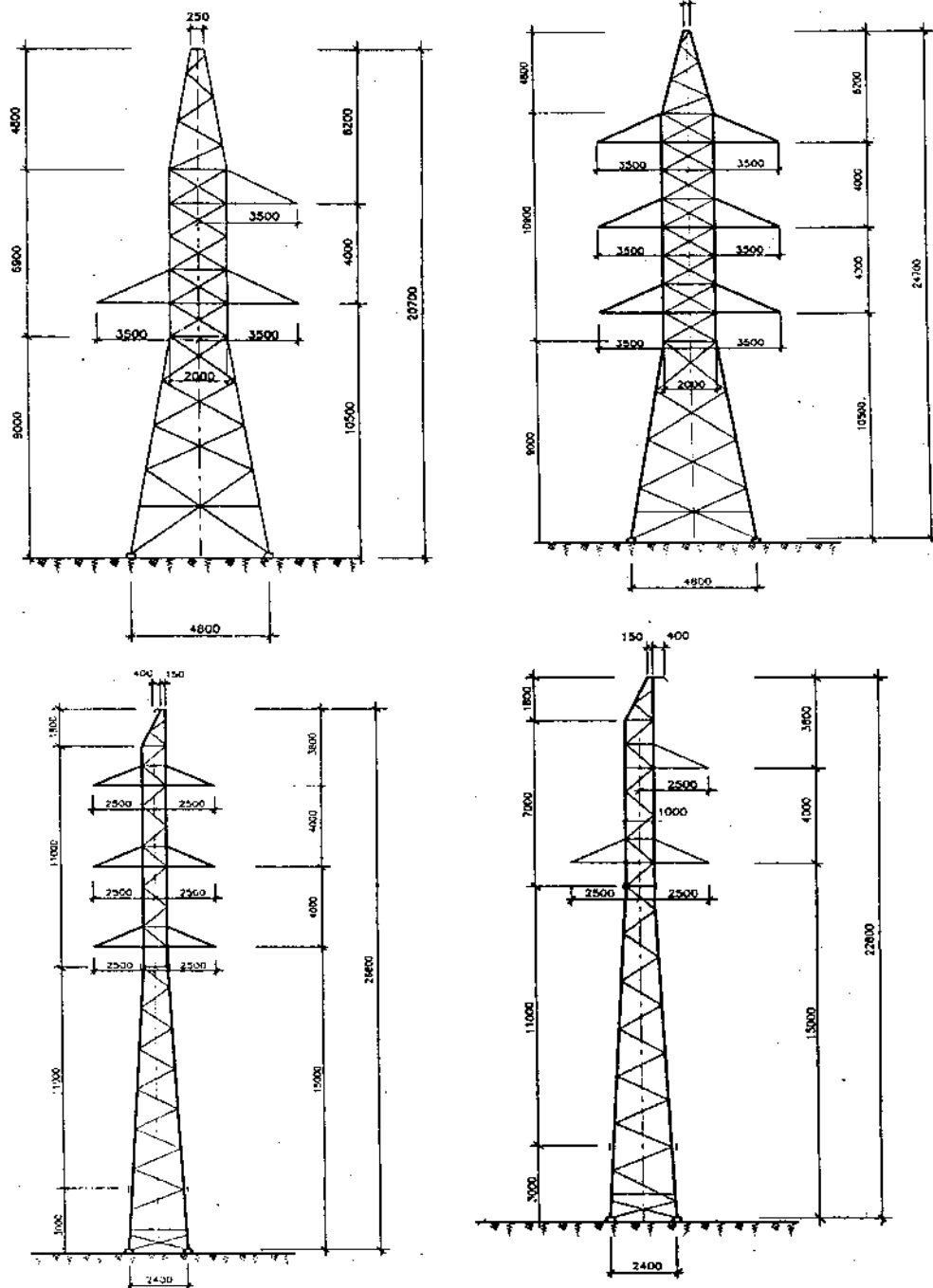
Đường kính (mm);

Trọng lượng đơn vị (daN/m hay kG/m);

Lực kéo giới hạn (daN);

Điện áp định mức (kV);

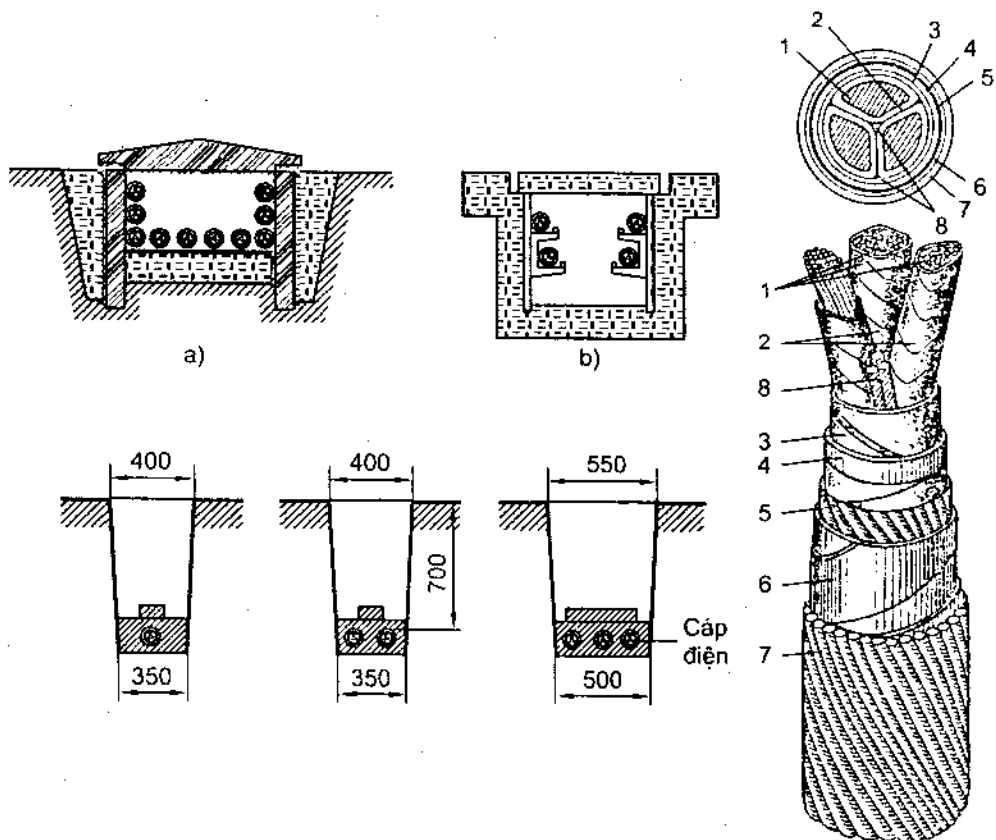
Khả năng quá tải với dây cáp.



Hình 1.11. Cột và phụ kiện đường dây trên không

2. Cáp ngầm

Có thể đi trong đất, các hầm cáp, tunel cáp, rãnh cáp... có các bộ phận nối cáp, đưa cáp vào trạm... (hình 1.12).



Hình 1.12. Hình vẽ cáp

1. Lõi dẫn điện bằng đồng hay bằng nhôm; 2. Lớp cách điện của từng pha;
3. Đai cách điện chung cho cả 3 pha; 4. Lớp vỏ bảo vệ bằng chì hay bằng nhôm;
5. Lớp đệm dưới vỏ thép; 6. Vỏ bọc bằng thép; 7. Lớp phủ bảo vệ; 8. Lớp chèn đầy khe hở.

Cấu tạo của cáp: Cáp có thể có 1, 2, 3 hay 4 lõi bằng dây vặn xoắn đồng hay nhôm. Có nhiều lớp cách điện bằng giấy, chất tổng hợp hay cao su, ngoài có vỏ bằng nhôm, ngoài cùng có thể có đai bằng bản thép cuốn bên ngoài để bảo vệ.

3. Cáp treo

Các cột, dây thép căng, các hộp phân nhánh và đầu phụ tải... Cáp treo còn gọi là dây vặn xoắn, không có vỏ kim loại.

4. Thanh dẫn, ống dẫn

Bằng đồng hay nhôm cho lưới điện trong nhà.

1.3.2. Trạm biến áp

Trạm biến áp gồm có máy biến áp và các thiết bị phân phối, bảo vệ do

lượng và điều khiển... sắp đặt trong một hệ thống nhất định làm nhiệm vụ biến đổi điện áp và phân phối điện năng.

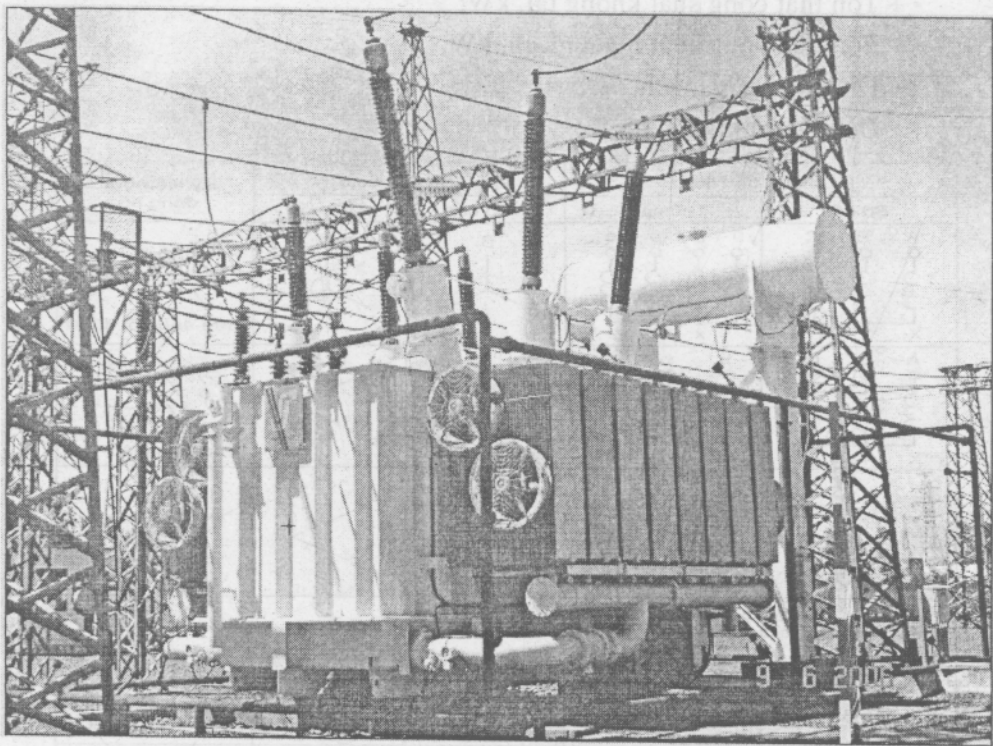
Có 2 loại trạm biến áp: trạm tăng áp và trạm giảm áp.

Trạm tăng áp chủ yếu là ở các nhà máy điện (hình 1.1).

Trạm giảm áp có các loại:

- Trạm trung gian khu vực, biến đổi điện áp từ cao áp và siêu cao áp xuống cao áp: 500/220/110, 220/110/6... 35kV, cấp điện cho lưới truyền tải và lưới phân phối;
- Trạm trung gian địa phương, biến đổi điện áp từ cao áp sang trung áp: 110... 220/6... 35kV, cấp điện cho lưới phân phối;
- Trạm phân phối hay trạm phụ tải: biến đổi điện áp từ trung áp sang hạ áp, cấp điện cho lưới hạ áp.

Máy biến áp có các loại tương ứng với trạm biến áp: máy biến áp tăng áp, giảm áp. Ngoài ra còn máy biến áp đặc biệt: máy biến áp điều chỉnh điện áp (gọi tắt là máy điều chỉnh điện áp), máy biến áp cách điện có tỷ số biến đổi điện áp 1/1...



Hình 1.13. Máy biến áp 220kV

Theo cấu tạo cuộn dây có các loại máy biến áp:

- Máy biến áp dây cuốn: có các loại 3 pha 3 dây cuốn, 3 pha 2 dây cuốn, 1 pha 2 dây cuốn;

– Máy biến áp tự ngẫu: 3 pha có thêm cuộn dây độc lập, 1 pha.

Ba máy biến áp 1 pha cao và siêu cao áp được nối với nhau thành máy biến áp 3 pha để sử dụng. Còn máy biến áp 1 pha hay 2 pha trung áp/hạ áp được sử dụng trực tiếp.

Theo điều chỉnh điện áp có:

- Điều áp dưới tải;
- Điều áp ngoài tải.

Máy biến áp được cho các thông số:

- Loại máy: số pha, dây cuốn hay tự ngẫu...
- Công suất định mức S – MVA.
- Điện áp định mức các phía cao trung và hạ – kV.
- Hệ thống điều chỉnh điện áp: số lượng đầu phân áp, khả năng điều chỉnh của mỗi đầu, điều áp dưới tải hay ngoài tải.
- Các thông số thí nghiệm:
 - + Tổn thất công suất không tải, kW;
 - + Tổn thất công suất ngắn mạch, kW;
 - + Điện áp ngắn mạch, %;
 - + Dòng điện không tải, %;

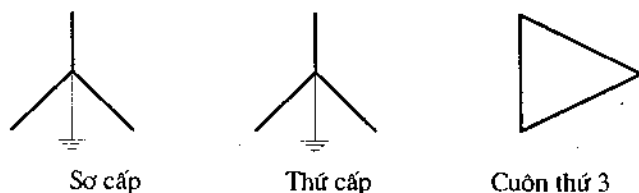
Sơ đồ đấu dây		Sơ đồ vectơ		Ký hiệu-góc đồng hồ
Sơ cấp	Thứ cấp	Sơ cấp	Thứ cấp	
				 Sao-sao nối đất-0
				 Sao-tam giác-11
				 Sao nối đất - tam giác-11
				 Sao-sao gẩy-11
				 Tam giác-sao nối đất-11

Hình 1.14a

– Điện trở và điện kháng, 2 thông số này có thể tính từ các thông số thí nghiệm.

Tổ đấu dây của máy biến áp cần chọn như nhau trong một hệ thống, các tổ đấu dây thường dùng của máy biến áp 2 dây cuốn cho trên hình 1.14a.

Máy biến áp 3 dây cuốn thường dùng tổ đấu dây: Sao – sao – 0/tam giác 11 (h.14b). Cuộn thứ ba luôn đấu tam giác để triệt tiêu thành phần bậc 3 của dòng điện, cuộn này có thể không mang tải hoặc mang tải nhẹ cho tự dùng... nên công suất nhỏ hơn công suất 2 cuộn chính. Trong trường hợp cuộn thứ 3 dùng cho lưới điện nối đất trung tính thì phải đặt thiết bị nối đất nhân tạo trên thanh cái của cuộn này.

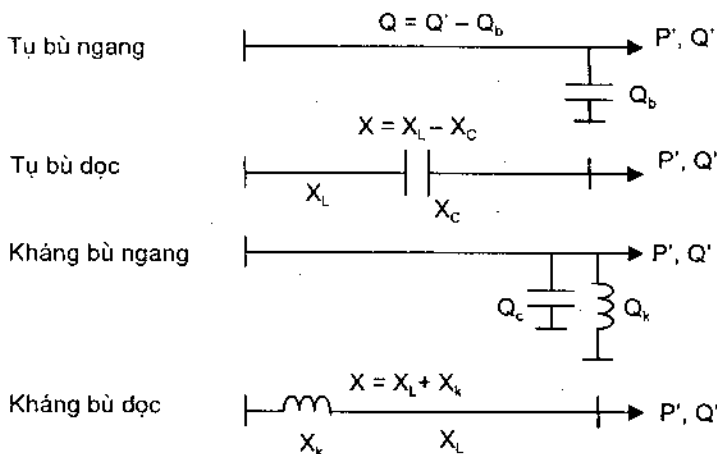


Hình 1.14b

1.3.3. Tụ bù, kháng

Là phần tử rất quan trọng trong lưới điện.

Có tụ bù ngang và tụ bù dọc, có kháng điện bù ngang và bù dọc (hình 1.15).



Hình 1.15

– Tụ bù ngang: Vì lý do kinh tế công suất phản kháng của các nhà máy điện không đủ đáp ứng yêu cầu của phụ tải điện, do đó trong hệ thống điện cần phải đặt các tụ bù như một nguồn công suất phản kháng bổ sung. Ngoài ra tụ bù còn được sử dụng để giảm tổn thất điện năng và để điều chỉnh điện áp. Chi tiết về bù và tụ bù trình bày trong chương 6 và 7.

- Tự bù dọc:
- + Để giảm cảm kháng đường dây điện nhằm mục đích giảm tổn thất điện áp trong các đường dây điện trung áp quá dài.
- + Để tăng khả năng tải, giảm tổn thất điện áp trên đường dây điện siêu cao áp.
- Kháng bù ngang: Hoạt động như một phụ tải cảm tính, để triệt tiêu ảnh hưởng của dung dẫn của đường dây điện siêu cao áp trong chế độ min và không tải.
- Kháng bù dọc: giảm dòng điện ngắn mạch trong lưới điện cấp trung áp nhằm chọn được thiết bị phân phối rẻ hơn.

1.4. CÁC CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA LƯỚI ĐIỆN

1.4.1. Định nghĩa

Tập hợp các quá trình điện xảy ra trên lưới điện trong một khoảng thời gian nhất định gọi là chế độ làm việc của lưới điện, các thông số xuất hiện khi hệ thống điện làm việc: f , U , I , P , Q ... tại mỗi điểm trên lưới điện gọi là thông số chế độ của lưới điện. Các thông số này biến thiên liên tục theo thời gian. Căn cứ vào sự biến thiên này, chế độ được phân chia thành chế độ xác lập và chế độ quá độ.

1.4.2. Chế độ xác lập

Chế độ xác lập là chế độ trong đó các thông số biến đổi nhỏ quanh giá trị trung bình, nên có thể coi là không đổi.

Chế độ làm việc cơ bản của lưới điện là chế độ làm việc xác lập bình thường, trong đó lưới điện cung cấp điện cho phụ tải điện với cấu trúc đầy đủ và chất lượng điện năng đạt yêu cầu. Mỗi tổ hợp giá trị của phụ tải điện xác định một chế độ xác lập của lưới điện.

Chế độ xác lập có thể là:

- Chế độ xác lập đối xứng: điện áp 3 pha bằng nhau về độ lớn, góc pha giữa chúng là 120° ;
- Chế độ xác lập không đối xứng và không cân bằng: điện áp 3 pha không bằng nhau, góc pha có thể khác 120° .

Nếu độ không đối xứng nhỏ hơn mức cho phép thì coi như chế độ đối xứng.

Trong thực tế, ở lưới điện cao áp trở lên, độ không đối xứng và không cân bằng được đảm bảo luôn nhỏ hơn giá trị cho phép nên chế độ làm việc của các lưới điện này luôn là chế độ đối xứng.

Ở lưới điện trung áp 3p3, chế độ làm việc chủ yếu cũng là chế độ đối xứng vì phụ tải lấy qua máy biến áp 3 pha và phía hạ áp các hộ dùng điện được phân chia đều cho các pha, nếu có các máy biến áp 2 pha thì chúng cũng được phân chia cho các pha sao cho độ không đối xứng nhỏ hơn giá trị cho phép. Chế độ không đối xứng chỉ được xét để kiểm tra độ không đối xứng khi cần.

Ở lưới điện 3p4, do các phụ tải lấy qua máy biến áp 1 pha nên dễ xảy ra chế độ xác lập không đối xứng vì các máy biến áp phụ tải khó phân bố không đều cho các pha. Trong quá trình phân chia các máy biến áp phụ tải cho các pha phải tính đến chế độ không đối xứng.

Ở lưới điện hạ áp 3p4 chế độ xác lập trên đường trục 3 pha 4 dây có thể là đối xứng hoặc không tùy theo phân bố phụ tải, trên các nhánh 2 pha + trung tính chế độ là không đối xứng.

Trong các chế độ xác lập thì các chế độ sau được quan tâm nhiều nhất.

a) *Chế độ max* là chế độ dùng để chọn hoặc kiểm tra kỹ thuật dây dẫn và thiết bị phân phối điện, tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng. Chế độ max còn cần để kiểm tra cân bằng công suất phản kháng trong hệ thống điện, chọn thiết bị bù cho đường dây siêu cao áp.

– Trong lưới điện trung hạ áp phân biệt:

+ *Chế độ max của từng phần tử* của lưới điện: là chế độ của lưới điện trong đó công suất đi qua phần tử có giá trị max.

+ *Chế độ max chung của lưới điện*: là chế độ của lưới điện trong đó: mức điện áp trên lưới điện là thấp nhất, tổn thất công suất trên toàn lưới điện là lớn nhất. Công suất đi vào lưới điện trong chế độ này là lớn nhất.

Nói chung chế độ max riêng của từng phần tử và chế độ max chung của lưới điện không xảy ra trùng nhau về thời gian vì công suất yêu cầu max của phụ tải không xảy ra đồng thời.

– Ở lưới điện truyền tải và hệ thống các chế độ max này trùng nhau: công suất yêu cầu max của phụ tải xảy ra đồng thời.

b) *Chế độ min* là chế độ của lưới điện trong đó mức điện áp trên toàn lưới điện thấp nhất, trường hợp riêng là *chế độ không tải* trong đó công suất các nút tải = 0. Trên đường dây siêu cao áp dài điện áp cuối đường dây còn có thể tăng cao nguy hiểm. Chế độ này được tính đến để kiểm tra cân bằng công suất phản kháng trong hệ thống điện, chọn thiết bị hạn chế điện áp tăng cao trên đường dây siêu cao áp, tính toán điều chỉnh điện áp cho lưới điện.

c) *Chế độ xác lập sau sự cố* (gọi tắt là chế độ sự cố) là chế độ xác lập khi một hay hơn 1 phần tử lưới điện bị sự cố không tham gia vận hành. Chế độ sự cố thường được quan tâm nhất là chế độ sự cố xảy ra ở thời điểm max chung. Chế độ này dùng để kiểm tra kỹ thuật các phần tử của lưới điện, điều chỉnh điện áp và kiểm tra cân bằng công suất trong hệ thống điện.

1.4.3. Chế độ quá độ

Là chế độ trong đó các thông số chế độ biến đổi nhiều theo thời gian.

– Chế độ quá độ bình thường: xảy ra khi phụ tải biến đổi giá trị yêu cầu do quy luật sinh hoạt và sản xuất, khi đó điện áp cũng biến đổi theo, khi phụ tải dừng ở giá trị mới thì điện áp cũng dừng lại ở giá trị cho phép nhờ có hoạt động của thiết bị điều chỉnh điện áp.

– Chế độ quá độ sự cố xảy ra khi ngắn mạch, chạm đất pha... trong chế độ này dòng điện và điện áp biến đổi mạnh, lưới điện có thể phải cắt bộ phận sự cố để đảm bảo an toàn, đưa lưới điện về chế độ *xác lập sau sự cố*.

1.5. YÊU CẦU ĐỐI VỚI LƯỚI ĐIỆN VÀ KHẢ NĂNG TẢI CỦA LƯỚI ĐIỆN

1.5.1. Yêu cầu về kỹ thuật và kinh tế đối với lưới điện

Yêu cầu tổng quát đối với lưới điện là: Cung cấp điện năng cho phụ tải với chất lượng điện năng đảm bảo, độ tin cậy cao, an toàn và đem lại cho doanh nghiệp điện lợi nhuận cao nhất trong toàn bộ thời gian vận hành. Đối với lưới điện tĩnh đó là thời gian tuổi thọ kỹ thuật, sau thời gian này đường dây hay máy biến áp được thay mới. Đối với lưới điện phát triển là thời gian quy ước 15, 20 năm. Lợi nhuận tối đa có thể được thể hiện qua giá thành tải điện trung bình trong thời gian sống của lưới điện là tối thiểu.

Chất lượng điện năng, độ tin cậy cung cấp điện và an toàn cho thiết bị phân phối điện, người vận hành và người dùng điện được xem là các điều kiện kỹ thuật bắt buộc phải đảm bảo.

Các điều kiện về an toàn và chất lượng điện năng được thể hiện dưới dạng các tiêu chuẩn kỹ thuật bắt buộc trong các tiêu chuẩn nhà nước hoặc quy phạm trang bị và vận hành lưới điện:

– Chất lượng điện năng bao gồm:

+ Chất lượng điện áp, được đo ở nơi dùng điện: điện áp cấp cho các thiết bị dùng điện phải thỏa mãn các tiêu chuẩn về độ lệch so với điện áp định mức, độ dao động, độ không đối xứng và không sin.

Khi thiết kế lưới điện người ta thường dùng chỉ tiêu chất lượng điện áp gián tiếp: đó là tổn thất điện áp ΔU lớn nhất cho phép trên các loại lưới điện trong chế độ bình thường và chế độ sau sự cố.

+ Chất lượng tần số: tần số phải thỏa mãn các tiêu chuẩn về độ lệch và độ dao động. Chỉ tiêu này là chung của hệ thống nên không xét đến trong các bài toán riêng của lưới điện.

– An toàn điện gồm có an toàn cho thiết bị phân phối điện, cho hệ thống điện và cho người vận hành và dùng điện:

+ Dòng điện đi qua thiết bị điện phân phối điện phải nhỏ hơn giá trị cho phép I_p của dây dẫn. Nếu dòng điện quá lớn sẽ gây phát nóng làm hỏng thiết bị.

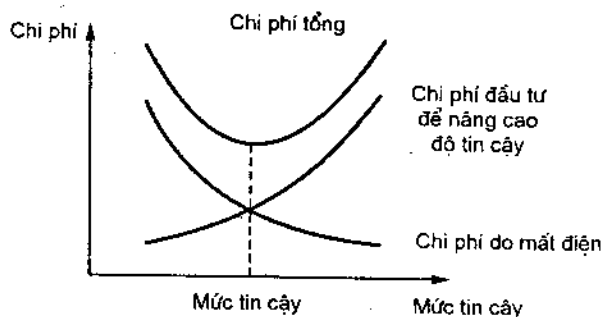
+ Điện áp ở mọi nơi trên lưới điện phải nhỏ hơn giá trị cho phép, nếu cao quá có thể gây phóng điện làm hỏng thiết bị phân phối hoặc gây mất điện.

+ Quá điện áp khí quyển và nội bộ cũng có thể gây hỏng thiết bị phân phối điện và (hoặc) gây mất điện.

+ Dòng điện ngắn mạch có thể phá hoại lưới điện.

+ Mất an toàn cho hệ thống điện là: mất ổn định tĩnh, ổn định điện áp, do quá tải hệ thống, do sự cố...

+ Nguy cơ người bị điện giật dưới mức cho phép, điều này thể hiện



Hình 1.16

qua các tiêu chuẩn về khoảng cách đường dây với đất và xung quanh, tiêu chuẩn nối đất,...

+ Chỉ tiêu tổn thất điện năng văng quang: tổn thất điện năng do lưới điện phóng vào không khí khi cường độ điện trường trên bề mặt dây dẫn quá cao rất lớn, nên để hạn chế tổn thất văng quang người ta quy định tiết diện tối thiểu cho lưới điện 110kV là 70mm², lưới điện 220kV là 240mm², và xem đây là điều kiện bắt buộc khi thiết kế lưới điện.

Các giá trị giới hạn nêu trên là các *chỉ tiêu kỹ thuật* mà lưới điện phải đảm bảo.

+ Chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện được xem xét chọn mức tin cậy hợp lý về kinh tế, việc này có thể được thực hiện khi chọn phương án lưới điện hoặc được quy định như một tiêu chuẩn kỹ thuật bắt buộc. Mức tin cậy hợp lý được thể hiện trên hình 1.16, đó là mức tin cậy ứng với tổng chi phí do mất điện và chi phí nâng cao độ tin cậy nhỏ nhất.

Mục tiêu trên được thể hiện trong quy hoạch thiết kế và vận hành.

Trong quy hoạch: chọn kết cấu lưới điện tối ưu cho khoảng thời gian nhất định. Chỉ tiêu giá thành tải điện nhỏ nhất không thể xác định trực tiếp mà thể hiện qua các chỉ tiêu kinh tế khác được dùng trong quy hoạch.

Trong thiết kế: chọn thiết bị chính, thiết bị điều khiển, bảo vệ... và giải pháp thực hiện tối ưu.

Trong vận hành: điều khiển vận hành sao cho các chỉ tiêu kỹ thuật đảm bảo, chỉ tiêu kinh tế, kinh tế đạt giá trị tốt nhất, chỉ tiêu đó là tổn thất điện năng nhỏ nhất, tổn thất công suất trong chế độ max là nhỏ nhất.

1.5.2. Khả năng tải của lưới điện

Khả năng tải của lưới điện là dòng điện hoặc công suất mà đường dây hay máy biến áp tải được mà không vi phạm các tiêu chuẩn kỹ thuật đã nêu trên: không gây ra các nguy hại cho bản thân, cho hệ thống điện và phụ tải điện.

Đối với lưới hệ thống và truyền tải: khả năng tải là giới hạn nhiệt của đường dây và máy biến áp và điều kiện ổn định tĩnh của hệ thống điện. Khả năng này được cho bằng công suất tự nhiên của đường dây, đó là công suất thuận lợi nhất cho hoạt động của đường dây và đường dây được thiết kế theo công suất này. Điều kiện ổn định được tính riêng cho các trường hợp cụ thể.

Khả năng tải của đường dây cao áp theo công suất tự nhiên là:

Khả năng tải của đường dây từ 110kV trở lên tính theo công suất tự nhiên như sau:

U _{dm} – KV	Phạm vi hoạt động – km	Công suất tự nhiên – MW					Cấp
		Đường dây trên không với số sợi trong 1 pha					
		1	2	3	4		
110	30 – 100	30				300	
220	80 – 300	120	.160			1200	
330	200 – 600	270	360	410		–	
400	300 – 1000	–	550	–		–	
500	500 – 1500	600	800	900	950	–	
750	đến 3000	–	–	–	2100 – 2500	–	

Ở lưới điện phân phối trung hạ áp khả năng tải được tính theo điều kiện phát nóng và điều kiện điện áp, tổn thất điện áp trên đường dây phải nhỏ hơn giá trị cho phép, ΔU_{cp} , trong điều kiện bình thường và sự cố, có như vậy mới đảm bảo được chất lượng điện áp ở phụ tải.

Khả năng tải của lưới phân phối tính theo công suất và độ dài tải điện:

Điện áp – kV	Tính chất đường dây	Công suất tải max S_{max} [MVA]		Độ dài lớn nhất [km]	
		CĐBT	CĐSC	1 phụ tải	5 phụ tải
6	Cáp f = 240mm ²	4,2	5,45	5,55	7,6
	Trên không A – 120mm ²	3,9	3,9	1,35	2,25
10	Cáp f = 240mm ²	6,15	8	8,35	13,9
	Trên không A – 120mm ²	6,5	6,5	2,25	3,75
22	Cáp f = 185mm ²	10	10	15,7	26,2
	Trên không A – 120mm ²	13	13	4,5	7,5

Chú thích:

CĐBT: chế độ làm việc bình thường.

CĐSC: chế độ làm việc sự cố.

Công suất tải max S_{max} tính theo điều kiện phát nóng cho phép.

Độ dài lớn nhất tính theo S_{max} và $\Delta U_{cp} = 6\%$, $\cos \varphi = 0,9$, một phụ tải thì đặt ở cuối còn 5 phụ tải phân bố đều dọc đường dây.

Đối với lưới trung áp có trung tính không tiếp đất, độ dài tổng của các đường

dây thuộc một trạm trung gian bị hạn chế bởi điều kiện hạn chế dòng điện chạm đất I_c do điện dung của đường dây gây ra. Với lưới 6kV I_c phải nhỏ hơn 30A, lưới 10kV nhỏ hơn 20A, lưới 20kV nhỏ hơn 15A, lưới 35kV nhỏ hơn 10A.

Đối với lưới cáp và trên không độ dài giới hạn[km] của đường dây là:

	Tiết diện dây [mm ²]	Điện áp [kV]			
		6	10	20	35
Lưới cáp	50	51	26	6	
	70	42	22	5,3	2,7
	95	36	20	4,8	2,4
	120	33	18	4,4	2,2
	150	27	15	4,0	2,0
	240	20	11	—	—
Lưới trên không		1300	600	200	85

Từ bảng trên ta thấy lưới cáp 20kV và 35kV phải nối đất trung tính vì độ dài cần thiết lớn hơn nhiều độ dài giới hạn trong bảng. Lưới 6kV, 10kV cũng phải tính đến nối đất cáp nếu tổng độ dài cáp lớn.

1.6. PHỤ TẢI ĐIỆN

16.1. Thiết bị dùng điện

Là các thiết bị biến đổi điện năng thành các dạng năng lượng hữu ích khác để sử dụng. Có 5 nhóm thiết bị dùng điện:

1. Động cơ các loại: động bộ, không động bộ... biến điện năng thành cơ năng dùng cho các máy công cụ.
2. Thiết bị sinh nhiệt: đun nước, lò sưởi, lò nung...
3. Thiết bị chiếu sáng: đèn điện các loại.
4. Thiết bị điện hoá: lò điện phân, mạ điện, nạp acquy...
5. Thiết bị chỉnh lưu (nắn điện).

Các thiết bị dùng điện được thiết kế theo điện áp hạ áp, một số động cơ công suất lớn hoặc lò điện thiết kế dùng điện trung áp.

Các thiết bị dùng điện lấy công suất tác dụng từ lưới điện để biến đổi thành năng lượng hữu ích. Một số thiết bị như các động cơ còn cần công suất phản kháng cảm tính để tạo ra từ trường cần thiết cho sự biến đổi năng lượng.

Mỗi thiết bị dùng điện cho biết điện áp định mức (thường bằng hoặc lớn hơn một chút điện áp danh định của lưới điện tương ứng), công suất tác dụng định mức hoặc dòng điện, $\cos\varphi$ (để tính công suất phản kháng định mức) và các thông số cần thiết khác. Khi điện áp lưới điện bằng giá trị định mức của thiết bị thì công suất sử dụng bằng công suất định mức, nếu điện áp lưới điện khác đi

thì công suất sử dụng thực tế sẽ khác đi. Công suất tác dụng và phản kháng thực dùng của thiết bị dùng điện là hàm của điện áp lưới điện trên cực của chúng và tần số của hệ thống điện.

Khi khởi động, dòng điện sử dụng của thiết bị dùng điện có thể rất cao so với dòng điện định mức. Dòng điện làm việc bình thường có thể được điều chỉnh theo nhu cầu của quá trình công nghệ, có thể nhỏ hơn hoặc bằng dòng điện định mức. Việc đóng, cắt thiết bị dùng điện phụ thuộc vào nhu cầu của người dùng điện, vào quá trình sản xuất và sinh hoạt. Có thiết bị dùng điện được đóng, cắt vào khoảng thời gian nhất định trong ngày (ánh sáng công cộng...), nhưng cũng có thiết bị dùng điện có chế độ đóng cắt ngẫu nhiên (đồ điện trong gia đình).

Các thông số của thiết bị dùng điện dùng để thiết kế đường dây điện cấp điện cho chúng.

1.6.2. Định nghĩa phụ tải điện

Phụ tải điện là công suất tác dụng P và công suất phản kháng Q yêu cầu đòi hỏi với lưới điện ở điện áp và tần số danh định tại một điểm nào đó trên lưới điện (gọi là điểm đầu phụ tải) và trong một thời điểm hoặc một khoảng thời gian nào đó.

Danh từ phụ tải còn được dùng chỉ các hộ dùng điện nói chung.

Phụ tải bao gồm công suất của các thiết bị dùng điện và tổn thất công suất trên lưới điện từ điểm nối thiết bị dùng điện đến điểm đầu phụ tải.

Phụ tải tác dụng P được sử dụng để sinh ra công hữu ích trong các thiết bị dùng điện như: ánh sáng, động lực, nhiệt... và bù vào tổn thất công suất trên lưới điện. Công suất tác dụng đòi hỏi ở nguồn điện nhiên liệu sơ cấp.

Phụ tải phản kháng Q là công suất phản kháng cảm tính, sử dụng để gây ra từ trường trong các thiết bị dùng điện như các động cơ và trong máy biến áp... Điện trường sử dụng một lượng năng lượng được lấy từ nguồn điện khi phụ tải bắt đầu hoạt động (đóng điện), năng lượng này không bị mất đi, nó chỉ dao động giữa từ trường và nguồn (máy phát điện). Trong $1/2$ chu kỳ từ trường phát năng lượng và $1/2$ chu kỳ tiếp theo nó nhận năng lượng, nơi tạm giữ năng lượng này chính là nguồn công suất phản kháng: máy phát điện hoặc tụ điện, sở dĩ máy phát và tụ điện tạm giữ được công suất phản kháng này vì chúng tạo ra điện trường. Điện trường hoạt động ngược với từ trường, khi từ trường phát năng lượng thì điện trường nhận và ngược lại.

Từ trường không tiêu tốn nhiên liệu trực tiếp. Tuy nhiên nó gây ra tổn thất điện năng khi dao động dưới dạng dòng điện giữa nguồn điện và từ trường. Công suất phản kháng cảm tính quy ước mang dấu dương (ngược với công suất phản kháng trung tính của điện trường mang dấu âm).

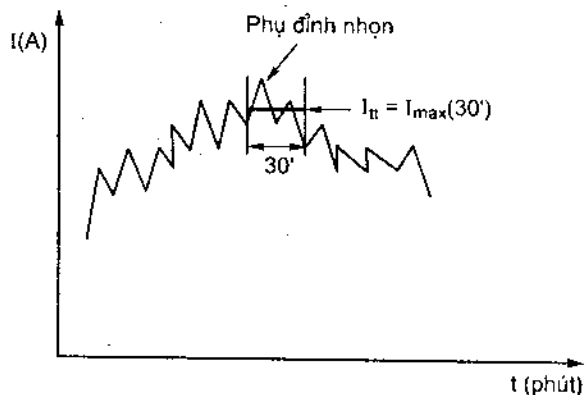
Đơn vị của P là kW hoặc MW; đơn vị của Q là kVar hay MVar. Công suất biểu kiến của phụ tải là $\underline{S} = P + jQ$ có đơn vị là kVA hay MVA.

Trong các giá trị của phụ tải, quan trọng nhất là **phụ tải max** (là công suất max hoặc dòng điện max, còn gọi là phụ tải tính toán), đó là công suất yêu cầu lớn nhất của phụ tải đối với hệ thống điện trong một chu kỳ vận hành nhất định, thường lấy là một năm.

Phụ tải tính toán dùng để thiết kế lưới điện: chọn thiết bị theo điều kiện phát nóng, tính tổn thất điện áp, tổn thất điện năng và tổn thất công suất. Do đó phụ tải tính toán phải đảm bảo gây phát nóng lớn nhất trong dây dẫn, máy biến áp hay thiết bị phân phối điện khác.

Để có giá trị phụ tải này người ta lấy giá trị lớn nhất của dòng điện trung bình trượt 30 phút của đồ thị phụ tải thực (hình 1.17), đủ gây ra phát nóng lớn nhất trong dây dẫn (hằng số thời gian phát nóng của dây dẫn là 10 phút). Từ đó tính ra công suất phụ tải.

Đối với lưới điện trung hạ áp đô thị và nông thôn, đây cũng có thể xem là công suất gây ra tổn thất điện áp lớn nhất. Chỉ khi cần kiểm tra chính xác chất lượng điện áp mới phải dùng phụ tải đỉnh nhọn, đó là phụ tải gây ra tổn thất điện áp lớn nhất trong lưới điện, việc này chỉ áp dụng trong một số trường hợp ở lưới điện xí nghiệp và hạ áp dân dụng.



Hình 1.17

Ngoài ra phụ tải chế độ min cũng được quan tâm khi tính đường dây siêu cao áp dài hoặc tính toán điều chỉnh điện áp trong lưới điện.

1.6.3. Các tính chất của phụ tải điện

1. Biến thiên theo quy luật ngẫu nhiên

Hoạt động của các thiết bị dùng điện riêng lẻ vừa có tính quy luật vừa có tính ngẫu nhiên, do đó hoạt động của một tập hợp thiết bị dùng điện cũng có tính chất như vậy. Ví dụ: Đèn trong các gia đình được dùng theo quy luật là vào buổi tối và đêm, nhưng thời điểm bật tắt cụ thể lại là ngẫu nhiên. Số lượng thiết bị dùng điện càng nhiều, hay là phụ tải càng lớn thì tính ngẫu nhiên càng giảm, tính quy luật càng tăng.

Khi số lượng thiết bị dùng điện lớn đến mức nào đó, thì bắt đầu có quy luật biến thiên rõ và tương đối ổn định, với các phụ tải này đã có thể lập ra đồ thị phụ tải ngày đêm trung bình, lấy trung bình từng thời điểm trong nhiều ngày với độ tán xạ nhất định. Thiết bị dùng điện càng nhiều thì độ tán xạ càng nhỏ.

Ta xét công suất max của phụ tải: Đối với một phụ tải nhỏ ta chỉ có thể biết công suất max xảy ra trong một khoảng thời gian nào đó (tính quy luật), nhưng

thời điểm cụ thể thì không biết và chúng thay đổi hàng ngày trong khoảng thời gian đã cho. Công suất max của các ngày trong năm cũng khác nhau. Ví dụ phụ tải dân dụng của một nhóm dân cư, của một trạm phân phối dân dụng có công suất max trong khoảng từ 6 đến 9 giờ tối, nhưng thời điểm cụ thể thì ngẫu nhiên.

Công suất max mà ta cần biết là công suất max năm của phụ tải. Với phụ tải nhỏ ta có thể biết công suất này xảy ra trong mùa nào, còn cụ thể vào ngày nào thì không biết.

Phụ tải của một trạm biến áp trung gian có quy luật ổn định hơn nhiều, có thể biết được công suất max xảy ra trong khoảng thời gian hẹp hơn và độ tán xạ cũng nhỏ hơn, đồ thị phụ tải các ngày gần nhau hơn.

2. Có tính mùa

Cùng một phụ tải nhưng trong các mùa khác nhau trong năm có công suất yêu cầu khác nhau. Ví dụ: trạm bơm tưới tiêu, quạt điện và điều hoà không khí...

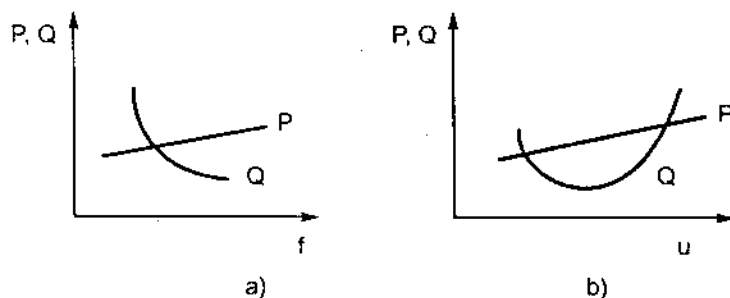
3. Giá trị phụ tải phụ thuộc thời tiết

Trong 2 ngày kế nhau, nếu nhiệt độ khác nhau thì phụ tải có thể khác nhau đáng kể.

4. Giá trị thực dùng của phụ tải phụ thuộc điện áp và tần số

Khi tần số và điện áp có giá trị danh định thì công suất thực dùng bằng công suất yêu cầu, nhưng khi tần số hay điện áp khác danh định thì công suất thực dùng sẽ khác đi. Khi tần số và điện áp thấp hơn định mức thì công suất thực dùng sẽ nhỏ hơn công suất yêu cầu và ngược lại.

Đặc tính công suất của nút phụ tải 110kV có dạng chuẩn trên hình 1.18. Đặc tính công suất của các thiết bị dùng điện:



Hình 1.18

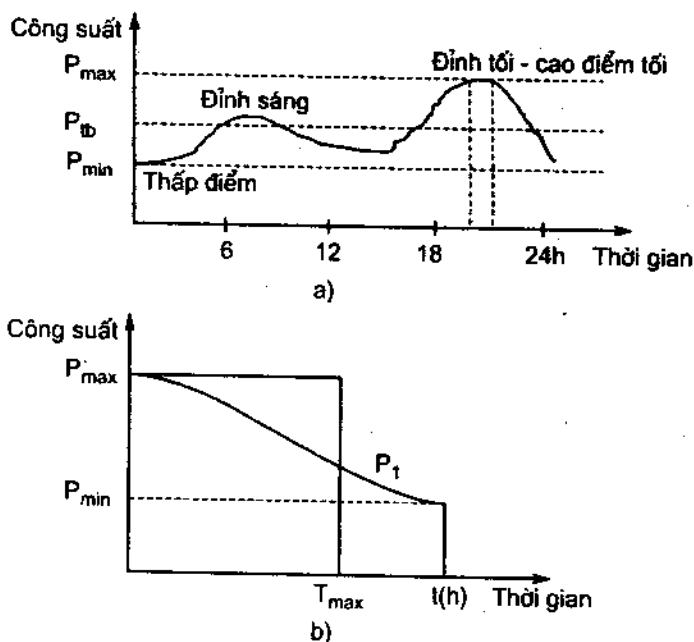
1.6.4. Đồ thị phụ tải

1. Đồ thị phụ tải ngày đêm công suất tác dụng

Sự biến đổi của phụ tải theo thời gian trong ngày đêm gọi là đồ thị phụ tải ngày đêm. Đồ thị phụ tải ngày đêm của các tổ hợp thiết bị dùng điện khác nhau có hình dáng khác nhau.

Đồ thị phụ tải là giá trị trung bình của phụ tải trong ngày đêm của một tuần, mùa hay năm.

Ví dụ về đồ thị phụ tải ngày đêm được mô tả trên hình 1.19.



Hình 1.19

Các đặc trưng quan trọng của đồ thị phụ tải là:

- $P_{\max}$: công suất yêu cầu lớn nhất tối và sáng
- P_{th} : công suất yêu cầu trung bình
- $P_{\min}$: công suất yêu cầu nhỏ nhất
- Thời gian xảy ra cao và thấp điểm.

Đối với hệ thống điện thời gian xảy ra cao điểm là từ 18 – 22h, đây là khoảng thời gian hệ thống điện phải làm việc căng thẳng nhất, phải huy động công suất của hầu hết các nhà máy điện. Giá thành sản xuất một kWh điện năng ở thời điểm này là cao nhất do phải huy động các nhà máy chạy đỉnh có chi phí sản xuất cao. Để giảm căng thẳng cho hệ thống điện, phụ tải được khuyến khích sử dụng điện năng vào ban đêm với giá điện năng rẻ hơn. DSM (demand side management) là tổ hợp các biện pháp nhằm tiết kiệm điện năng và giảm căng thẳng ở cao điểm cho hệ thống điện.

2. Đồ thị phụ tải kéo dài công suất tác dụng

Từ đồ thị phụ tải ngày người ta lập ra đồ thị phụ tải kéo dài năm, bằng cách sắp xếp các giá trị phụ tải từng giờ theo thứ tự thấp dần từ gốc toạ độ, mỗi giá trị phụ tải

có độ kéo dài trên đồ thị bằng số giờ xảy ra nó trong năm, vì thế có tên gọi là đồ thị phụ tải kéo dài (hình 1.19b).

Diện tích bao phủ bởi đồ thị phụ tải và trục hoành chính là điện năng yêu cầu trong 1 năm A:

$$A = \int_{t=1}^{8760} P_t dt$$

Đặc trưng quan trọng nhất của đồ thị phụ tải kéo dài là thời gian sử dụng công suất lớn nhất T_{max} . Đó là thời gian nếu phụ tải là không đổi và $= P_{max}$ thì cũng tiêu thụ lượng điện năng bằng đồ thị phụ tải thực.

Như vậy:
$$A = P_{max} T_{max} = \int_{t=1}^{8760} P_t dt \rightarrow T_{max} = \frac{\int_{t=1}^{8760} P_t dt}{P_{max}}$$

Một đặc trưng khác của đồ thị phụ tải là: hệ số sử dụng (hay hệ số điện kén), đặc tính này tính cho cả đồ thị phụ tải ngày đêm:

$$K_{sd} = \frac{P_{tb}}{P_{max}}$$

Trong đó P_{tb} là công suất trung bình năm:

$$P_{tb} = \frac{\int_{t=1}^{8760} P_t dt}{8760}$$

Hay công suất trung bình ngày:

$$P_{tb} = \frac{\int_{t=1}^{24} P_t dt}{24}$$

3. Đồ thị công suất phản kháng

Trong tính toán quy hoạch – thiết kế thường coi $\cos\phi$ = hằng số do đó đồ thị phụ tải công suất phản kháng có hình dáng giống đồ thị phụ tải công suất tác dụng. Chỉ trong các bài toán riêng biệt như bù công suất phản kháng mới cần đồ thị phụ tải công suất phản kháng chính xác, khi đó cần phải đo đạc thực tế.

T_{max} của các loại phụ tải công nghiệp có thể tra trong các cẩm nang kỹ thuật, có giá trị định hướng như sau:

- Xí nghiệp 1 ca: 2000 – 3000h
- Xí nghiệp 2 ca: 3000 – 4500h
- Xí nghiệp 3 ca: 4500 – 8000h
- Trường học: 1000 – 1500h
- Cửa hàng ăn: 3300 – 4500h
- Cửa hàng bách hoá: 4000 – 4200h

- Cơ quan, công sở: 2500 – 3500h (có điều hoà nhiệt độ)
 - Bệnh viện: 1900 – 2200h.
 - Khách sạn lớn: 4800 – 5000 h
 - Các cơ sở dịch vụ: 2300 – 3400h
 - Chiều sáng đường phố: 2500 – 3000h.
- Các xí nghiệp phải bù để có $\cos\varphi = 0,85$.

1.6.5. Yêu cầu của phụ tải đối với hệ thống điện

Phụ tải yêu cầu ở hệ thống điện:

1. Chất lượng phục vụ, bao gồm

- Chất lượng điện năng bao gồm chất lượng điện áp và chất lượng tần số
- Được cung cấp điện liên tục (độ tin cậy cung cấp điện).

Các tiêu chuẩn cụ thể sẽ trình bày trong chương 7.

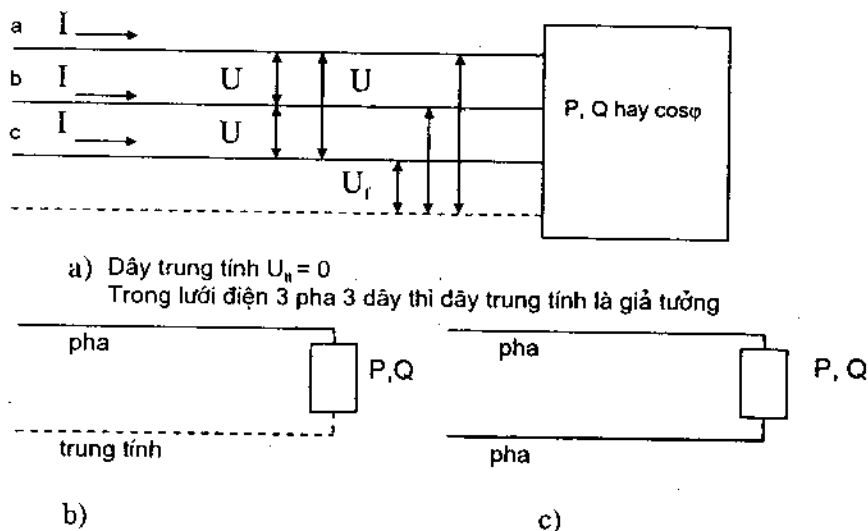
2. An toàn

Không xảy ra các biến động điện áp dẫn đến cháy, hỏng các thiết bị dùng điện, đánh thủng cách điện làm cho điện rò ra vỏ thiết bị nguy hiểm cho người.

Ngoài các yêu cầu của phụ tải điện còn có các yêu cầu của xã hội như: an toàn cho môi trường; an toàn cháy nổ, tiếng ồn; mỹ quan đô thị...

Các yêu cầu được coi là các điều kiện kỹ thuật để thiết kế và vận hành lưới điện như đã trình bày trên đây.

1.6.6. Các công thức tính phụ tải (hình 1.20)



Hình 1.20

1. Phụ tải 3 pha (hình 1.20a)

Phụ tải được thể hiện bằng P , Q hoặc P và $\cos\varphi$, giữa chúng có các quan hệ sau:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}; \quad Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (1.1)$$

Nếu chế độ là đối xứng thì dòng điện trên các dây pha bằng nhau:

$$I_a = I_b = I_c = I$$

Biết điện áp pha U_f hoặc điện áp dây U ($U = \sqrt{3}U_f$) ta tính được modul dòng điện do phụ tải gây ra trong dây dẫn:

$$I = \frac{P}{3 \cdot U_f \cdot \cos\varphi} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (1.2)$$

trong đó $P/3$ là công suất của 1 pha, S là công suất biểu kiến:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \frac{P}{\cos\varphi} \quad (1.3)$$

Ngược lại nếu biết dòng điện và điện áp ta tính được công suất 1 pha của phụ tải:

$$P_{\text{pha}} = U_f \cdot I \cos\varphi$$

$$P = 3P_{\text{pha}} = 3 \cdot U_f \cdot I \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cos\varphi = S \cos\varphi \quad (1.4a)$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi = 3 \cdot U_f \cdot I \sin\varphi = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \sin\varphi = S \sin\varphi \quad (1.4b)$$

Quan hệ vectơ:

$$\underline{S} = S \angle \varphi = P + jQ \quad (1.5)$$

$$\underline{I} = I_a - jI_p = \frac{S^*}{\sqrt{3}U^*} \quad (1.6)$$

$$\underline{S} = \sqrt{3} \underline{U} \underline{I}^* \quad (1.7)$$

(*) Chỉ số phức liên hợp, là số phức có phần ảo được đổi dấu.

Dòng điện là cảm tính nên phần ảo có dấu (-).

Nếu chế độ không đối xứng, trong lưới điện 3p4 dòng điện trong dây trung tính là:

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad (1.8)$$

Các vectơ được tính với trục tính toán là điện áp pha a.

Công thức này cũng áp dụng cho trường hợp 2 pha và trung tính ở lưới điện hạ áp 3p4 khi đó dòng điện trên 1 pha = 0.

Các công thức trên cũng là các công thức tính quan hệ dòng – áp – công suất trên lưới điện.

2. Phụ tải pha – trung tính (hình 1.20b)

$$I = P / U_{\text{dd}} \cos\varphi \quad (1.9)$$

3. Phụ tải pha – pha (hình 1.20c)

$$I = P / U_{\text{dd}} \cos\varphi \quad (1.10)$$

CÂU HỎI ÔN TẬP

1. Vẽ lại cấu trúc lưới điện.
2. Thế nào là điện áp danh định và điện áp hiện hành?
3. Lưới điện được phân loại như thế nào?
4. Lưới hệ thống và truyền tải có đặc điểm gì?
5. Có mấy loại phân phối điện trung áp?
6. Vì sao phải nối đất trung tính với lưới điện 22 - 35kV? Các cách nối đất lưới điện trung áp?
7. Nối đất trung tính lưới điện 110kV trở lên đem lại lợi ích gì?
8. Các loại sơ đồ lưới điện trung áp trên không và cáp? Lợi ích của từng sơ đồ?
9. Lưới điện hạ áp được bảo đảm an toàn cho người sử dụng điện bằng cách nào?
10. Các loại dây dẫn dùng trong lưới điện?
11. Cấu tạo và sơ đồ đấu dây máy biến áp?
12. Tự điện và kháng điện dùng làm gì trong lưới điện?
13. Trình bày các yêu cầu về kinh tế và kỹ thuật đối với lưới điện?
14. Các tính chất quan trọng của phụ tải điện?
15. Lưới điện nào trực tiếp đáp ứng các yêu cầu phụ tải điện?

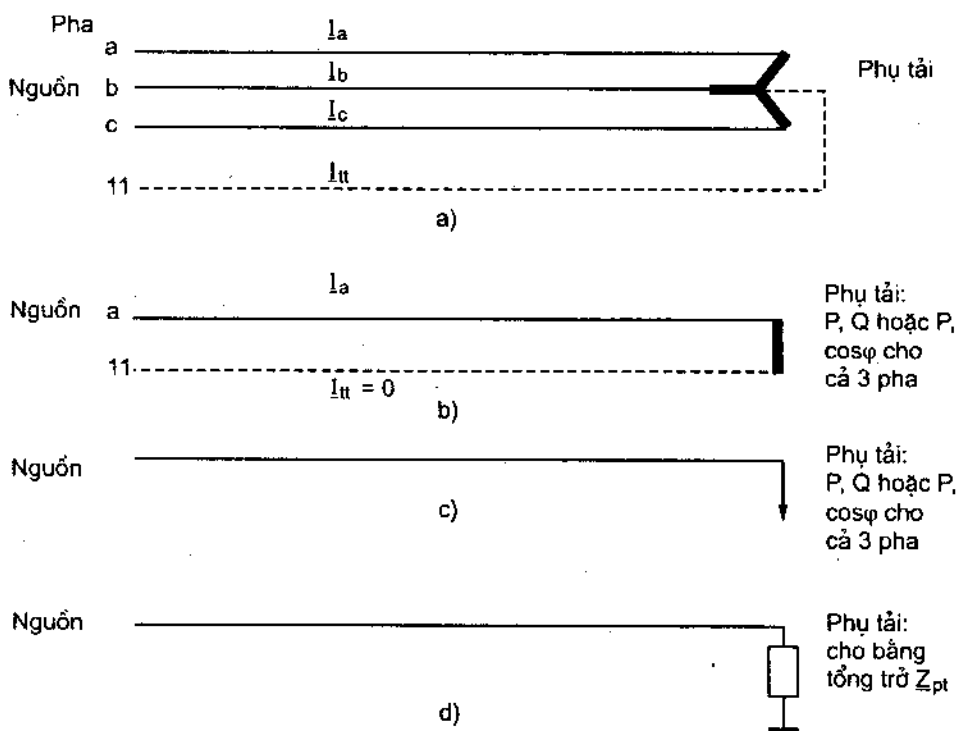
Chương 2

THÔNG SỐ VÀ SƠ ĐỒ THAY THẾ CỦA LƯỚI ĐIỆN

2.1. THÔNG SỐ VÀ SƠ ĐỒ THAY THẾ CỦA ĐƯỜNG DÂY ĐIỆN

2.1.1. Sơ đồ tính toán của đường dây điện

Xét đường dây điện có 3 dây pha và dây trung tính trên hình 2.1a.



Hình 2.1

Trong chế độ đối xứng, công suất thực dùng các pha bằng nhau, do đó chỉ cần tính toán điện áp cho một pha, công suất, tổn thất công suất và tổn thất điện năng cũng chỉ cần cho một pha là đủ, công suất toàn đường dây sẽ là 3 lần công suất 1 pha (hình 2.1b).

Do dòng điện các pha đối xứng và có modul bằng nhau nên:

$$\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c = \underline{I}_n = 0$$

Dòng điện trong dây trung tính $\underline{I}_n = 0$, nên không cần vẽ dây trung tính trên sơ đồ, từ đây ta có sơ đồ 1 sợi để tính lưới điện (hình 2.1c).

Dây trung tính được nối với đất và mang điện áp = 0, tuy không vẽ nữa song nó vẫn hiện diện trên sơ đồ: Tổng dẫn một đầu nối vào đường dây điện một đầu nối vào trung tính, phụ tải thay bằng tổng trở cố định một đầu nối vào dây pha, một đầu nối vào dây trung tính như trên hình 2.1d, đối với các phần tử tiêu thụ công suất khác cũng làm như vậy.

Sơ đồ này đúng với cả lưới điện 3 pha 3 dây, trong lưới điện này không có dây trung tính, cho nên trung tính trên sơ đồ là điểm quy ước có $U = 0$.

Trên sơ đồ một sợi không cần vẽ sơ đồ đầu dây của phụ tải và nguồn (đầu sao hay tam giác).

Tóm lại, sơ đồ thay thế để tính toán lưới điện đối xứng là sơ đồ một sợi như trên hình 2.1c chỉ gồm 1 dây dẫn tượng trưng cho 1 pha.

Nếu phụ tải là không đối xứng thì sơ đồ tính toán phải là sơ đồ đầy đủ 3 dây hoặc 4 dây tùy loại lưới điện.

Các kết luận trên là tổng quát cho mọi loại lưới điện.

2.1.2. Thông số và sơ đồ thay thế của đường dây

1. Các loại thông số

Thông số của dây dẫn đặc trưng cho quá trình vật lý xảy ra trong dây dẫn khi có điện áp xoay chiều đặt trên dây dẫn hoặc khi có dòng điện xoay chiều đi qua.

Khi có điện áp hoặc dòng điện xoay chiều đi qua dây dẫn có 4 quá trình vật lý xảy ra:

a) *Dây dẫn bị phát nóng do hiệu ứng Joule.* Một phần công suất tải qua lưới bị mất để làm nóng dây dẫn và một phần điện áp cũng bị tổn hao do hiện tượng này. Quá trình này được đặc trưng bởi điện trở đơn vị của dây dẫn R_0 (Ω/km).

b) *Dòng điện xoay chiều gây ra từ trường tự cảm của từng dây dẫn và hồ cảm giữa các dây dẫn với nhau.* Từ trường gây ra tổn thất công suất phản kháng và tổn thất điện áp và được đặc trưng bởi cảm kháng đơn vị X_0 (Ω/km).

c) *Điện áp xoay chiều gây ra điện trường giữa các dây dẫn và giữa các dây dẫn với đất vì giữa các dây dẫn với nhau và giữa các dây dẫn với đất như các bản của 1 tụ điện.* Điện trường này gây ra dòng điện điện dung có tác dụng làm triệt tiêu một phần dòng điện cảm (của phụ tải) chạy trong dây dẫn. Quá trình này được đặc trưng bởi dung dẫn đơn vị B_0 ($1/\Omega.\text{km}$) hoặc là công suất phản kháng dung tính đơn vị Q_{c0} (kVAr/km) của đường dây, công suất này có giá trị đáng kể ở các đường dây có điện áp định mức từ 110kV trở lên.

d) *Điện áp cao gây ra trên bề mặt dây dẫn cường độ điện trường.* Nếu cường

độ này lớn hơn một mức nào đó sẽ gây ion hoá không khí quanh dây dẫn, gọi là hiện tượng "văng quang". Văng quang điện làm tổn thất một phần điện năng gọi là tổn thất văng quang.

Điện áp cao cũng gây nên dòng điện rò trong cách điện của cáp và trên bề mặt cách điện khác làm tổn thất một phần điện năng.

Các loại tổn thất này được đặc trưng bởi điện dẫn đơn vị G_0 ($1/\Omega \cdot km$).

Điện dẫn G chỉ được tính đến khi đường dây điện có điện áp định mức từ 330kV trở lên vì ở điện áp thấp hơn tổn thất văng quang và rò điện rất nhỏ.

Các thông số của dây dẫn rải đều trên toàn độ dài của đường dây.

2. Tính toán các thông số của dây dẫn

a) Tính toán điện trở của dây dẫn

Khi dòng điện một chiều đi qua dây dẫn, thì dòng điện được phân bố đều trên toàn tiết diện dây. Do đó điện trở tác dụng đối với dòng điện 1 chiều của 1km dây dẫn ở nhiệt độ tiêu chuẩn 20°C được xác định theo biểu thức:

$$R_{0-} = \frac{\rho}{F} k_{vx} \quad [\Omega/km] \quad (2.1)$$

Trong đó: ρ – điện trở suất của vật liệu làm dây dẫn ở 20°C;

$\Omega \cdot mm^2/km$ với đồng = 18 $\Omega \cdot mm^2/km$;

nhôm = 29 $\Omega \cdot mm^2/km$;

F – tiết diện phần dẫn điện của dây dẫn; mm^2

(tiết diện phần nhôm của dây AC).

$k_{vx} = 1,02$ là hệ số tính đến độ dài thực tế của dây vắn xoắn.

Điện trở đối với dòng điện xoay chiều là:

$$R_0 = R_{0-} \cdot k_{hc} \quad (2.2)$$

k_{hc} là hệ số hiệu chỉnh tính đến các yếu tố:

– Hiệu ứng bề mặt: Sự phân bố của dòng điện xoay chiều trong dây dẫn không đều nhau do có hiệu ứng bề mặt, mật độ dòng điện bị đẩy ra phía ngoài dây dẫn. Hiệu ứng bề mặt phụ thuộc tần số và bán kính dây, dây càng lớn thì ảnh hưởng này càng lớn.

– Ảnh hưởng qua lại giữa các sợi dây, dây dẫn do nhiều sợi dây nhỏ bện lại, nếu số sợi dây là chẵn (2, 4...) thì từ trường dọc của chúng sẽ triệt tiêu lẫn nhau một phần.

– Tổn thất trong lõi dây.

Hệ số hiệu chỉnh dao động từ 1,02 đến 1,15.

R_0 được cho trong các bảng tra cứu dây dẫn, đã tính đến các ảnh hưởng nêu trên.

Điện trở thay đổi theo nhiệt độ, khi nhiệt độ môi trường khác 20°C thì điện trở có giá trị:

$$R_t = R_0 [1 + \alpha (t - 20)] \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (2.3)$$

Trong đó α – hệ số nhiệt của điện trở, với đồng và nhôm = 0,0004 °C⁻¹;
t là nhiệt độ môi trường.

R_0 – điện trở ở nhiệt độ tiêu chuẩn. Sự thay đổi điện trở được tính đến khi ngắn mạch trong lưới hạ áp.

b) Tính toán cảm kháng của dây dẫn

Điện kháng cảm tính, gọi tắt là điện kháng đơn vị của 1 pha của đường dây trên không X_0 , được tính theo độ từ cảm L_0 của dây dẫn:

$$X_0 = 2\pi f L_0 = \omega L_0 \text{ [}\Omega/\text{km]} \quad (2.4)$$

L_0 – độ từ cảm của dây dẫn [H/km]

f – tần số = 50 Hz

ω – tốc độ góc của điện áp [rad/s] = $2\pi f$, f là tần số [Hz]

Độ từ cảm L_0 gồm 2 thành phần:

- Độ tự cảm phụ thuộc bán kính dây dẫn, có giá trị như nhau cho cả 3 dây dẫn.
- Hồ cảm giữa các dây dẫn phụ thuộc bán kính và khoảng cách giữa các dây dẫn. Do đó hồ cảm của các dây dẫn khác nhau không bằng nhau. Điều này sẽ gây ra không đối xứng về dòng và áp trong lưới điện. Để khắc phục hiện tượng này người ta đặt 3 dây pha trên đỉnh tam giác đều hoặc hoán vị dây dẫn sao cho mỗi pha của 1 đường dây lần lượt ở 3 vị trí khác nhau, khi đó có thể xem độ từ cảm và cảm kháng trung bình của các pha là bằng nhau. Mỗi đường dây dài quá 100km thì phải đảo pha 2 lần. Nếu đường dây dài hơn thì có thể đảo pha nhiều lần (hình 2.2).



Hình 2.2

Độ từ cảm tổng L_0 của 1 pha đường dây trên không đã đảo pha là:

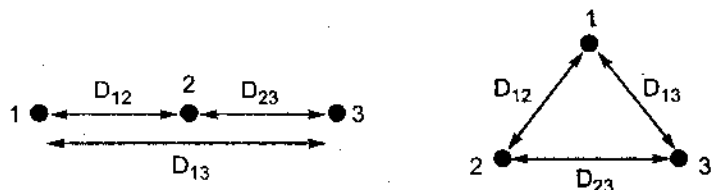
$$L_0 = 0,46 \log(D/r) + 0,05 \text{ [mH/km];} \quad (2.5)$$

Trong đó: r – bán kính dây dẫn [mm];

D – mm – khoảng cách trung bình hình học giữa các dây dẫn.

$$D = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}} \quad (2.6)$$

D_{12} , D_{13} , D_{23} là khoảng cách giữa các dây dẫn (hình 2.3)



Hình 2.3

Khoảng cách giữa các pha được tính theo yêu cầu an toàn của đường dây trên không.

Khoảng cách trung bình D phụ thuộc cấp điện áp như sau:

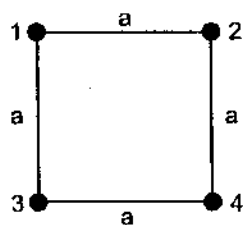
$U_{sd} [kV]:$	0,38	6 – 10	20	35	110	220	500
$D[m]:$	0,5	1 – 1,5	2,5	3,5	4 – 5	8	14

Cảm kháng X_0 được tính theo (2.4):

$$\begin{aligned} X_0 &= 2\pi f L_0 = 2,3,14,50 \{0,46 \log(D/r) + 0,05\} 10^{-3} \\ &= 0,145 \log(D/r) + 0,0157 [\Omega / \text{km}] \end{aligned} \quad (2.7)$$

Nếu tính theo lôgarit cơ số e thì: $\ln X = 2,30258 \cdot \log X$

Đường dây từ 220kV trở lên thì cường độ điện trường trên bề mặt dây rất lớn sinh ra hồ quang điện, điện năng từ trong dây dẫn thoát ra ngoài không khí gây thiệt hại kinh tế rất lớn, muốn giảm tổn thất điện năng phải sử dụng dây dẫn có bán kính lớn, nhưng sản xuất dây dẫn bán kính lớn rất khó khăn nên dùng biện pháp phân dây dẫn của 1 pha thành nhiều sợi (2, 3 hoặc 4) đặt trên 1 khung định vị, như vậy tiết diện tải điện của dây dẫn không thay đổi mà bán kính của dây dẫn được tăng lên (hình 2.4).



Hình 2.4

Hệ quả kéo theo là cảm kháng của dây dẫn nhỏ đi. Cách tính cảm kháng của dây phân pha như sau:

Bán kính đẳng trị của dây dẫn tính như sau:

$$r_{dt} = \sqrt[n]{r \cdot a^{n-1}} \quad (2.8)$$

Trong đó: r – bán kính thực của dây dẫn (mm);

n – số sợi;

a_{th} – giá trị trung bình của khoảng cách giữa các sợi.

Sau đó tính X_0 theo công thức sau:

$$X_0 = 0,145 \log(D/r_{dt}) + 0,0157/n \quad (2.9)$$

Cho trường hợp 4 sợi:

$$a_{1b} = \sqrt[6]{a_{12}a_{13}a_{14}a_{23}a_{24}a_{34}} = \sqrt[6]{a^6(\sqrt{2})^2} = a.(\sqrt{2})^{1/3}$$

Trong đó $a_{12} = a_{13} = a_{24} = a_{34} = a$; $a_{14} = a_{23} = \sqrt{2} a$

Thay vào (2.11) ta được:

$$r_{dt} = \sqrt[n]{r.a^{n-1}} = \sqrt[4]{r.[a.(\sqrt{2})^{1/3}]^3} = \sqrt[4]{r.\sqrt{2}.a^3} \quad (2.10)$$

Nếu dây dẫn phân 2 thì: $a_{1b} = a$ và:

$$r_{dt} = \sqrt{r.a} \quad (2.11)$$

Trong các công thức trên, D tính giữa tâm của các pha.

Trên đây là các công thức tính cảm kháng cho đường dây trên không, đối với dây cáp các nhà sản xuất cho các thông số này.

c) *Tính toán dung dẫn của dây dẫn*

Điện dẫn dung tính, gọi tắt là dung dẫn, B_0 của một pha với điểm trung tính được tính như sau:

$$B_0 = 2\pi f C_0 = \omega C_0 [1/\Omega \text{km}] \quad (2.12)$$

Trong đó C_0 là điện dung của dây dẫn [F/km]. C_0 được tính theo điện trường trên dây dẫn khi có điện áp. Trong tính toán áp dụng, thường giả thiết rằng đường dây được hoán vị đầy đủ và bỏ qua ảnh hưởng của đất, giả thiết này gây sai số cỡ 5%, chấp nhận được trong thực tế. Sau đó điện dung được tính như sau:

$$C_0 = \frac{0,024}{\log(D/r)} 10^{-6} [\text{F/km}] \quad (2.13)$$

D là khoảng cách trung bình hình học giữa các dây dẫn, r là bán kính dây dẫn đã trình bày ở trên.

Dung dẫn được tính theo (2.14) như sau:

$$B_0 = \frac{7,58}{\log(D/r)} 10^{-6} [1/\Omega \text{km}] \quad (2.14)$$

Đối với cáp B_0 được tính riêng không theo công thức trên.

Nếu dây dẫn phân pha thì trong công thức trên thay r bằng r_{dt} .

Cho toàn bộ đường dây:

$$B = B_0.l [1/\Omega] \quad (2.15)$$

l là độ dài đường dây [km].

Khi có điện áp, điện dung này sinh ra công suất phản kháng dung tính Q_{C0} :

$$Q_{C0} = 3 U_r^2 = 3. B_0 (U/\sqrt{3})^2 = B_0 U^2 [\text{MVar/km}] \quad (2.16a)$$

Công suất phản kháng do toàn bộ đường dây sinh ra:

$$Q_C = Q_{C0} l = B_0.l. U^2 = B.U^2 [\text{kVar, 1/\Omega km, km, kV}] \quad (2.16b)$$

Thường công suất phản kháng yêu cầu của phụ tải có tính cảm, ngược với Q_C .

do đó Q_c có tác dụng như nguồn cấp công suất phản kháng cho phụ tải, giảm lượng công suất phản kháng đi từ nguồn tới, vì thế người ta gọi Q_c là công suất phản kháng do đường dây sinh ra, có dấu (-), ngược với công suất cảm tính của phụ tải. Trong sơ đồ thay thế nó được chia đôi thành $Q_c/2$ đặt vào 2 đầu đường dây.

Ví dụ 2.1. Đường dây 10kV; dây AC 70 có $r = 5,7\text{mm}$; $D = 1500\text{mm}$.

Tính X_0 , B_0 và Q_{c0} của đường dây.

Giải:

$$X_0 = 0,145 \cdot \log(D/r) + 0,0157 = 0,145 \log(1500/5,7) + 0,0157 = 0,366 \Omega/\text{klo}$$

$$B_0 = \frac{7,58}{\log(D/r)} 10^{-6} = \frac{7,58}{\log(1500/5,7)} 10^{-6} = 3,142 \cdot 10^{-6} 1/\Omega \cdot \text{km}$$

$$Q_{c0} = U_{dm2} \cdot B_0 = 10^2 \cdot 3,142 \cdot 10^{-6} = 314 \cdot 10^{-6} \text{MVar}$$

Nếu với $D = 2000\text{mm}$, ta có các giá trị:

$$X_0 = 0,383 \Omega/\text{km}; B_0 = 2,98 1/\Omega \cdot \text{km}; Q_{c0} = 298 \cdot 10^{-6} \text{MVar}$$

Nhận xét: công suất phản kháng do đường dây sinh ra không đáng kể, nên không cần tính đến dung dẫn.

Ví dụ 2.2. Đường dây 220kV, phân pha 2xAC 240; $r = 10,8\text{mm}$; $a = 200\text{mm}$; $D = 8\text{m}$.

Tính X_0 , B_0 và Q_{c0} của đường dây.

Giải:

Tính bán kính đẳng trị của dây dẫn:

$$r_{dt} = \sqrt{r \cdot a} = \sqrt{10,8 \cdot 200} = 46,475\text{mm}$$

Thay vào các công thức trên tính được:

$$X_0 = 0,33 \Omega/\text{km}; B_0 = 3,4 1/\Omega \cdot \text{km}; Q_{c0} = 0,165 \text{MVar}$$

Nếu không phân pha:

$$X_0 = 0,43 \Omega/\text{km}; B_0 = 2,65 1/\Omega \cdot \text{km}; Q_{c0} = 0,128 \text{MVar}$$

Công suất phản kháng do đường dây sinh ra đáng kể.

Ví dụ 2.3. Đường dây 500kV phân 4 x 300; $a = 300\text{mm}$; $r = 12,05\text{mm}$; $D = 14\text{m}$.

Tính X_0 , B_0 và Q_{c0} của đường dây.

Giải:

Tính bán kính đẳng trị của dây dẫn:

$$r_{dt} = \sqrt[3]{r \cdot \sqrt{2} \cdot a} = \sqrt[3]{12,05 \cdot \sqrt{2} \cdot 300} = 146,46\text{mm}$$

Thay vào các công thức trên tính được:

$$X_0 = 0,29 \Omega/\text{km}; B_0 = 3,84 1/\Omega \cdot \text{km}; Q_{c0} = 0,96 \text{MVar}$$

X_0 , B_0 , Q_{c0} đều có tính hoặc tra trong các bảng tra cứu.

Giá trị định hướng của các thông số này như sau:

Điện áp kV	X_0 Ω/km	$B_0 \cdot 10^{-6}$ $1/\Omega\text{km}$	Q_{co} kVA/km	Điện áp kV	X_0 Ω/km	$B_0 \cdot 10^{-6}$ $1/\Omega\text{km}$	Q_{co} kVA/km
1- Trên không - Cáp	0,31 0,06			35 - Trên không - Cáp	0,40 0,125	2,75	100
6- Trên không - Cáp	0,38 0,08		7	110 - Trên không - Cáp	0,40 0,17	2,75	35 140
10- Trên không - Cáp	0,38 0,08		13	220 - Trên không 2 sợi 0,40 2 sợi 0,32	2,7 3,7	2,7 3,7	140 190
20- Trên không - Cáp	0,40 0,11	2,8	100	500 - Trên không	0,29	3,8	950 $\approx$ 1 MVA

Dung dẫn của đường dây với đất được dùng để tính dòng chạm đất 1 pha được tính theo công thức sau:

$$B_{0d} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{8H^3}{r \cdot D^2}} [1/\Omega \cdot \text{km}] \quad (2.17)$$

Trong đó H là độ cao trung bình của các dây dẫn với đất, D là khoảng cách trung bình hình học của dây dẫn và r là bán kính dây.

Ví dụ 2.4: Đường dây trên không 35kV dùng dây AC 150 ($r = 8,55\text{mm}$), độ cao so với đất là 12m, $D = 3,5\text{m}$; $l = 100\text{km}$.

Tính dòng điện điện dung khi một pha chạm đất.

Giải:

Tính dung dẫn của đường dây với đất:

$$B_{0d} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{8H^3}{r \cdot D^2}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{8 \cdot 12000^3}{8,55 \cdot 3500^2}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{5,12} = 1,48 \cdot 10^{-6} 1/\Omega \cdot \text{km}$$

Khi 1 pha chạm đất dòng điện điện dung là:

$$I_0 = 3 \cdot B_{0d} \cdot U_r \cdot 1000 = 3 \cdot 1,48 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 35 / \sqrt{2} = 10,988 \text{A}$$

Dòng điện này vượt quá giới hạn 10A, do đó phải áp dụng các biện pháp chống hồ quang lặp lại như: nối đất trung tính qua cuộn dập hồ quang hay qua điện trở R.

d) Tính toán điện dẫn tác dụng G của dây dẫn

Điện dẫn tác dụng của 1 pha:

$$G_0 = \frac{\Delta P_k}{U_{dm}^2} [1/\Omega \cdot \text{km}, \text{MW/km}, \text{kV}] \quad (2.18)$$

Trong đó ΔP_k là tổn thất công suất tác dụng do vắng quang và do rò điện qua điện môi trên 1km đường dây.

Hiện tượng ion hoá bầu không khí quanh dây dẫn xảy ra khi cường độ điện trường trên bề mặt dây dẫn lớn hơn cường độ giới hạn E_{gh} . Cho dây dẫn có bề mặt nhẵn, không khí khô, áp suất và nhiệt độ khí quyển bình thường theo:

$$E_{gh} = 21,1 \text{kV/cm} \quad (2.19)$$

Trong thực tế dây dẫn có bề mặt nhám và khi thời tiết xấu... E_{gh} có giá trị

thấp hơn. Để an toàn, khi thiết kế, người ta chọn E_{max} nhỏ hơn E_{gh} , thường người ta lấy độ dự trữ 30%, do đó:

$$E_{max} = E_{gh}/1,3 = 16,23 \text{ kV/cm} \quad (2.20)$$

Điều kiện không xảy ra văng quang (đúng hơn là ít xảy ra) là:

$$E < E_{max} \quad (2.21)$$

E là giá trị thực của cường độ điện trường trên mặt dây dẫn được tính như sau:

– Lưới 3 pha đặt theo hình tam giác:

$$E = \frac{U}{3.r.Ln(D/r)} \text{ [kV, cm, kV/cm]} \quad (2.22)$$

– Lưới 3 pha đặt trên một mặt phẳng:

$$E = \frac{U}{3.r.Ln(D/r) - 0,231} \text{ [kV, cm, kV/cm]} \quad (2.23)$$

Dấu (+) cho 2 pha bên, dấu (–) cho pha giữa.

Từ các công thức trên tính ra được bán kính giới hạn hay là tiết diện tối thiểu F_{min} của dây dẫn. Để hạn chế văng quang dây dẫn phải có tiết diện lớn hơn tiết diện tối thiểu. F_{min} phụ thuộc cấp điện áp.

2.1.3. Sơ đồ thay thế của đường dây

Các thông số của đường dây rải đều trên toàn chiều dài đường dây. Nếu cứ để thế mà tính toán thì sẽ rất khó khăn. Vì thế với các đường dây cao áp không quá dài < 300km và đường dây trung, hạ áp người ta thay các thông số rải này bằng các thông số tập trung như trên hình 2.5, các thông số R , X , G , B , tổng trở và tổng dẫn của đường dây được tính như sau:

$$R = R_0.l \quad X = X_0.l \quad \text{Tổng dẫn: } \underline{Z} = R + jX \quad (2.24)$$

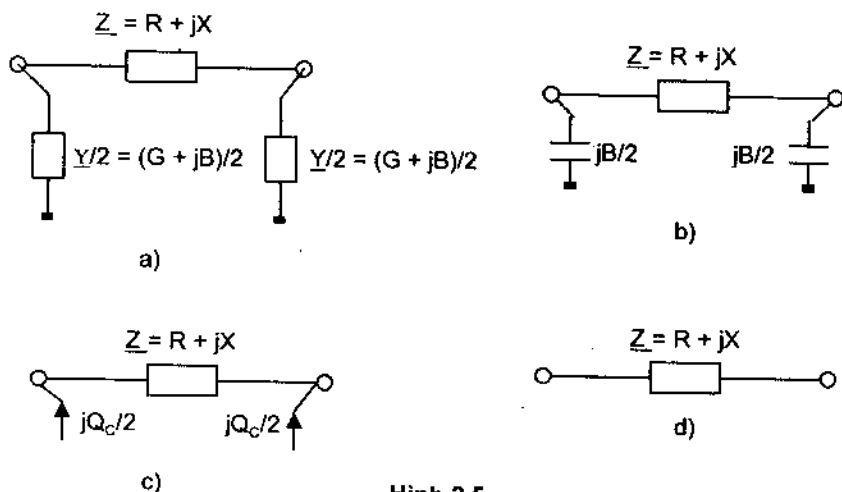
$$B = B_0.l \quad G = G_0.l \quad \text{Tổng trở: } \underline{Y} = G + jB \quad (2.25)$$

l là độ dài đường dây; km. Tổng dẫn được chia đôi đặt 2 bên tổng trở.

Trên hình 2.5 là các sơ đồ thay thế tập trung của các loại đường dây, tùy theo giá trị thực tế của các thông số ở mỗi loại lưới điện mà sử dụng sơ đồ thay thế khác nhau. Sơ đồ thay thế phải làm dễ dàng tính toán đồng thời cho độ chính xác chấp nhận được.

Trên hình 2.5a là sơ đồ thay thế tổng quát của lưới điện, gọi là sơ đồ hình Pi (π), trong đó tổng dẫn $\underline{Y}$ được chia đôi đặt 2 bên tổng dẫn $\underline{Z}$, các tổng dẫn này nối với trung tính.

Trên hình 2.5b là sơ đồ thay thế được dùng cho đường dây trên không 110 – 220kV, đường dây 500kV ngắn hơn 300km, đường dây cáp 22 – 35kV, trong đó không tính đến điện dẫn tác dụng G . Nếu đường dây 500kV dài thì phải chia ra làm nhiều đoạn nhỏ dài khoảng 100km, mỗi đoạn được thay thế bằng một sơ đồ riêng.



Hình 2.5

Trên hình 2.5c là sơ đồ thay thế của các đường dây như trên hình 2.5b, nhưng dung dẫn được thay thế bằng công suất phản kháng Q_c , công suất này được tính vào phụ tải ở 2 đầu đường dây. Thay thế này làm giảm độ chính xác vì Q_c thực chất là hàm của điện áp, tuy nhiên sai số không lớn nên chấp nhận được.

Trên hình 2.5d là sơ đồ thay thế đường dây trên không trung áp hoặc đường dây cáp trung áp có độ dài ngắn, tiết diện dây nhỏ, trong đó không tính đến dung dẫn của đường dây.

2.2. THÔNG SỐ CỦA MÁY BIẾN ÁP

2.2.1. Máy biến áp hai cuộn dây

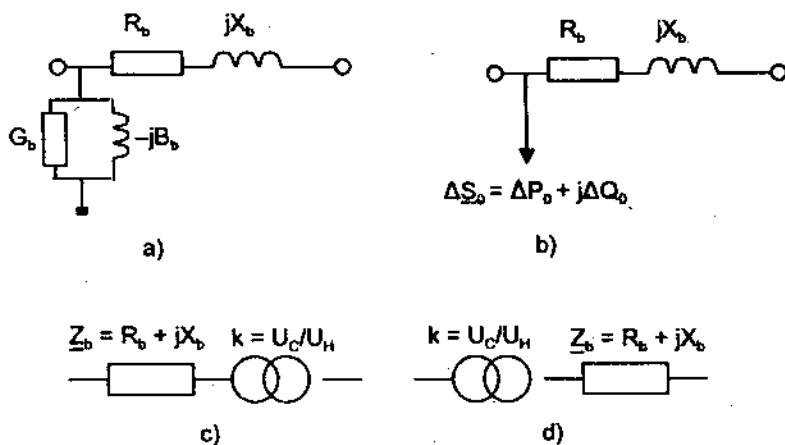
Máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây có 2 cuộn dây cao áp và hạ áp (còn gọi là sơ cấp và thứ cấp), nối giữa lưới điện có 2 cấp điện áp danh định khác nhau. Phía cuộn dây cao áp có nhiều đầu phân áp có thể điều chỉnh ngoài tải hay dưới tải. Điện áp định mức của 2 cuộn dây là U_{Cdm} và U_{Hdm} khi sử dụng đầu phân áp giữa. Ngoài công suất định mức S_{dm} , điện áp định mức của 2 cuộn dây U_{Cdm} và U_{Hdm} , nhà chế tạo còn cho các tham số sau: 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 so với dòng điện định mức I_0 , điện áp ngắn mạch phần trăm so với điện áp định mức U_N .

Máy biến áp được thay thế bằng sơ đồ hình Γ với các tham số R_b , X_b , G_b , B_b (hình 2.6a).

Theo sơ đồ hình 2.6a có:

$$\underline{Z}_b = R_b + jX_b \quad (2.26)$$

$$\underline{Y}_b = G_b + jB_b \quad (2.27)$$



Hình 2.6

Sau đây tiến hành xác định các tham số của máy biến áp:

1. Điện trở tác dụng R_b

Tổn thất công suất tác dụng trong các cuộn dây của MBA được xác định từ thí nghiệm ngắn mạch:

$$\Delta P_N = 3I_{dm}^2 R_b \quad (2.28)$$

Trong đó R_b – tổng điện trở tác dụng của các cuộn dây được quy về phía cao.

Công suất định mức của máy biến áp:

$$S_{dm} = \sqrt{3} U_{Cdm} I_{dm} \quad (2.29)$$

Do đó:

$$I_{dm} = \frac{S_{dm}}{\sqrt{3} U_{Cdm}} \quad (2.30)$$

Sau khi thay I_{dm} từ (2.30) vào (2.28) tìm được:

$$R_b = \frac{\Delta P_N U_{Cdm}^2}{S_{dm}^2} \cdot 10^3 \quad [\Omega, \text{kW, kV, kVA}] \quad (2.31)$$

Trong tính toán thực tế nếu muốn có giá trị R_b chuyển vị sang phía hạ áp thì phải tính quy đổi theo hệ số biến áp sử dụng. Nếu dùng đầu phân áp giữa thì thay U_{Hdm} vào công thức (2.31) sẽ tính được điện trở chuyển vị sang hạ áp.

2. Cảm kháng X_b

Điện áp giáng trên tổng trở của MBA tính theo phần trăm điện áp định mức phía cao là:

$$U_N = \frac{\sqrt{3} I_{dm} \cdot Z_b}{U_{Cdm}} 100\% \quad (2.32)$$

Trong đó: Z_b – Tổng trở của bên sơ cấp và bên thứ cấp đã quy đổi về phía điện áp cao.

Sau khi thay I_{dm} từ (2.30) vào (2.32) ta có:

$$Z_b = \frac{U_N \cdot U_{Cdm}^2}{S_{dm}} \cdot 10 \quad [\Omega, \text{kV}, \text{kVA}] \quad (2.33)$$

Biết:

$$Z_b = \sqrt{R_b^2 + X_b^2}$$

Tính được X_b :

$$X_b = \sqrt{Z_b^2 - R_b^2} \quad (2.34a)$$

Đối với các máy biến áp công suất lớn, điện trở rất nhỏ so với cảm kháng ($R_b \ll X_b$), do đó người ta có thể tính:

$$X_b = \frac{U_N \cdot U_{Cdm}^2}{S_{dm}} \cdot 10 \quad [\Omega, \text{kVA}, \text{kV}] \quad (2.34b)$$

Khi tính toán ngắn mạch trên lưới hạ áp thì phải áp dụng công thức chính xác (2.34a) để tính X_b , trong đó R_b đã biết.

Muốn chuyển vị X_b sang hạ áp, nếu dùng đầu phân áp giữa thay U_{Cdm} trong (2.34b) bằng U_{Hdm} .

3. Điện dẫn tác dụng G_b

Bởi vì tổn thất công suất tác dụng khi không tải

$$\Delta P_0 = U_{Cdm}^2 \cdot G_b \quad (2.35)$$

Do đó điện dẫn tác dụng của máy biến áp:

$$G_b = \frac{\Delta P_0}{U_{Cdm}^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega^{-1}, \text{kV}, \text{kVA}] \quad (2.36)$$

4. Điện dẫn phản kháng B_b

Vì điện dẫn tác dụng G_b rất nhỏ so với điện dẫn phản kháng B_b ($G_b \ll B_b$), nên có thể cho rằng, dòng điện không tải I_0 chỉ chạy qua điện dẫn phản kháng B_b . Khi đó công suất từ hoá máy biến áp (công suất phản kháng của cuộn dây sơ cấp, khi cuộn dây thứ cấp hở mạch) bằng:

$$\Delta Q_0 = \frac{I_0 \cdot S_{dm}}{100} \quad [\text{kVAr}, \text{kVA}] \quad (2.37)$$

Trong đó I_0 là dòng điện không tải phần trăm so với dòng điện định mức.

Mặt khác, công suất từ hoá bằng:

$$\Delta Q_0 = U_{Cdm}^2 \cdot B_0 \quad (2.38)$$

Thay biểu thức (2.37) và (2.38) nhận được:

$$B_0 = \frac{I_0 \cdot S_{dm} \cdot 10^{-3}}{U_{Cdm}^2} \quad [\Omega^{-1}, \text{kVA}, \text{kV}] \quad (2.39)$$

Khi điện áp mạng điện được giữ cố định, có thể dùng sơ đồ thay thế máy biến áp hai cuộn dây như hình 2.6b. Trong đó ΔS_0 là phụ tải đặc trưng cho tổn thất không tải (hay tổn thất trong lõi thép) máy biến áp, nghĩa là:

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

5. Mô hình máy biến áp trong tính toán lưới điện

Mô hình máy biến áp trên hình 2.6c và hình 2.6d. Trong mô hình, máy biến áp được thay thế bằng máy biến áp lý tưởng có hệ số biến áp là $k = U_C/U_H$ và tổng trở thay thế Z_b . Tổng trở tính quy về phía cao thì đặt bên trái máy biến áp lý tưởng (hình 2.6c) còn tính quy về phía hạ thì đặt bên phải máy biến áp lý tưởng (hình 2.6d).

2.2.2. Máy biến áp ba cuộn dây

Trong số liệu kỹ thuật máy biến áp ba cuộn dây nhà chế tạo cho biết các tham số:

S_{dm} – Công suất định mức của máy biến áp, cả 3 cuộn dây đều có dung lượng bằng dung lượng định mức;

U_{Cdm} , U_{Tdm} , U_{Hdm} – Điện áp định mức của các cuộn cao trung và hạ áp;

P_0 – Tổn thất công suất tác dụng khi không tải;

I_0 – Dòng điện không tải phần trăm so với dòng điện định mức;

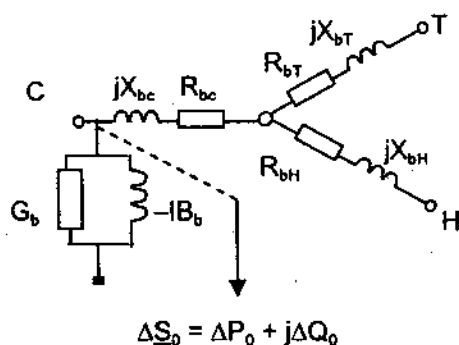
ΔP_N – Tổn thất công suất tác dụng ngắn mạch khi 2 cuộn dây làm việc;

U_{N12} , U_{N23} , U_{N13} – Điện áp ngắn mạch tính theo phần trăm so với điện áp định mức.

Sơ đồ thay thế máy biến áp ba cuộn dây cho trên hình 2.7.

Trong đó:

R_{bc} , R_{bT} , R_{bH} , X_{bc} , X_{bT} và X_{bH} – Các tham số cao trung và hạ áp (C: cao, T: trung, H: hạ).



Hình 2.7

1. Điện trở tác dụng R_{bC}, R_{bT} và R_{bH}

Công suất định mức của các cuộn dây bằng nhau, do đó tổn thất công suất khi ngắn mạch trên các cuộn dây cũng bằng nhau, nghĩa là:

$$\Delta P_{NC} = \Delta P_{NT} = \Delta P_{NH} = \frac{\Delta P_N}{2} \quad (2.40)$$

điện trở tác dụng của các cuộn dây bằng nhau và tính như sau:

$$R_{bC} = R_{bT} = R_{bH} = \frac{\Delta P_N U_{dm}^2}{2 S_{dm}^2} 10^3 \quad [\Omega, kW, kV, kVA] \quad (2.41)$$

Tính điện trở ở phía điện áp nào dùng điện áp định mức phía đó.

2. Điện kháng X_{bC}, X_{bT} , và X_{bH}

Đối với máy biến áp ba cuộn dây nhà chế tạo cho biết điện áp ngắn mạch giữa các cuộn dây tính theo phần trăm điện áp định mức. Do đó điện áp ngắn mạch phần trăm trên mỗi cuộn dây:

$$\begin{aligned} U_{NC} &= 0,5(U_{NC-T} + U_{NC-H} - U_{NT-H}) \\ U_{NT} &= 0,5(U_{NC-T} + U_{NT-H} - U_{NC-H}) \\ U_{NH} &= 0,5(U_{NC-H} + U_{NT-H} - U_{NC-T}). \end{aligned} \quad (2.42)$$

Vì thành phần điện áp giáng trên sơ đồ thay thế điện trở tác dụng của cuộn dây máy biến áp ba cuộn dây rất nhỏ, do đó có thể cho rằng, điện áp giáng trên cuộn kháng bằng điện áp ngắn mạch các cuộn dây:

$$U_{xC} = U_{NC}; U_{xT} = U_{NT}; U_{xH} = U_{NH}$$

Vậy điện kháng mỗi cuộn dây:

$$\begin{aligned} X_{bC} &= \frac{U_{NC} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}} 10; \quad X_{bT} = \frac{U_{NT} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}} 10 \quad [\Omega, kV, kVA] \\ X_{bH} &= \frac{U_{NH} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}} 10 \end{aligned} \quad (2.43)$$

3. Điện dẫn tác dụng G_b và điện dẫn phản kháng B_b

Điện dẫn tác dụng và điện dẫn phản kháng của máy biến áp ba cuộn dây xác định theo các biểu thức (2.36) và (2.39) như trong máy biến áp hai cuộn dây.

2.2.3. Máy biến áp tự ngẫu

Máy biến áp tự ngẫu được sử dụng rộng rãi trong các lưới điện từ 110kV trở lên. Trong các máy biến áp tự ngẫu công suất các cuộn cao áp và công suất cuộn trung áp bằng nhau và bằng công suất định mức của MBA. Còn công suất cuộn hạ áp nhỏ hơn cuộn cao áp. Máy biến áp tự ngẫu có hai đại lượng công suất đặc trưng là công suất định mức S_{dm} (là công suất lớn nhất cho phép đi qua cuộn cao áp), và

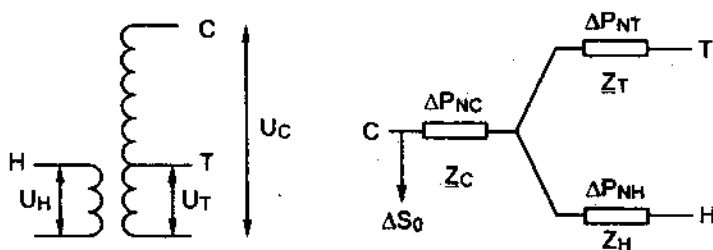
công suất mẫu S_m (là công suất dùng để thiết kế cả 3 cuộn dây), giữa chúng có quan hệ như sau:

$$S_m = \alpha S_{dm} \quad (2.44)$$

Trong đó $\alpha = \left(1 - \frac{U_T}{U_C}\right)$; U_C và U_T – Điện áp cuộn cao áp và cuộn trung áp.

Đối với các máy biến áp tự ngẫu, nhà chế tạo cho biết các tham số:

S_{dm} – Công suất định mức máy biến áp, S_C, S_T, S_H công suất các cuộn dây tính theo phần trăm công suất định mức của máy biến áp, $U_{Cdm}, U_{Tdm}, U_{Hdm}$ – Điện áp định mức các cuộn dây, ΔP_n – Tổn thất công suất khi không tải, I_0 – Dòng điện không tải phần trăm so với dòng điện định mức, $\Delta P_{(C-T)}, \Delta P_{(C-H)}, \Delta P_{(T-H)}$ – Tổn thất công suất ngắn mạch giữa cuộn dây.



Hình 2.8

1. Điện trở tác dụng R_{bC}, R_{bT}, R_{bH}

a) Điện trở tác dụng R_{bC}, R_{bT}, R_{bH}

Để tính điện trở từng cuộn dây trước hết phải tính tổn thất ngắn mạch cho từng cuộn dây:

$$\Delta P_{NC} = 0,5(\Delta P_{(C-T)} + \Delta P_{(C-H)} - \Delta P_{(T-H)})$$

$$\Delta P_{NT} = \Delta P_{(C-T)} - \Delta P_{NC}$$

$$\Delta P_{NH} = \Delta P_{(C-H)} - \Delta P_{NC}$$

Nếu nhà chế tạo chỉ cho biết tổn thất ngắn mạch giữa 2 cuộn dây cao và trung là $\Delta P_{(C-T)}$ thì:

$$\Delta P_{NC} = 0,5 \Delta P_{(C-T)}$$

Sau đó tính điện trở từng cuộn dây theo các công thức sau:

$$R_{bC} = \frac{\Delta P_{NC} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}^2} 10^3 \quad [\Omega, kW, kV, kVA]$$

$$R_{bT} = \frac{\Delta P_{NT} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}^2} 10^3 \quad (2.45)$$

$$R_{bH} = \frac{\Delta P_{NH} \cdot U_{dm}^2}{S_{dm}^2} 10^3$$

b) Cảm kháng, điện dẫn tác dụng và điện dẫn phản kháng

Cảm kháng, điện dẫn tác dụng và điện dẫn phản kháng trong máy biến áp tự ngẫu được xác định tương tự như trong máy biến áp 2 cuộn dây.

Trong nhiều tài liệu tra cứu hiện nay nhà chế tạo cho sẵn các thông số cần tính của MBA để tiện cho người sử dụng (xem phụ lục 1).

Ví dụ 2.5. Một máy biến áp hai cuộn dây công suất 25 000kVA, điện áp các cuộn dây 115/10,5kV. Xác định tổng trở và tổng dẫn của máy biến áp quy đổi về phía điện áp cao.

Giải: Các thông số thí nghiệm: điện áp ngắn mạch $U_N = 10,5\%$, tổn thất ngắn mạch $\Delta P_N = 120\text{kW}$ tổn thất không tải $\Delta P_0 = 29\text{kW}$, dòng điện không tải $I_0 = 0,8\%$.

Áp dụng công thức (2.31) và (2.34b) tính được điện trở tác dụng và điện kháng của máy biến áp như sau:

$$R_b = \frac{120 \cdot 115^2}{25 \cdot 000^2} 10^3 = 2,54\Omega$$

$$X_b = \frac{10,5 \cdot 115^2}{25 \cdot 000} 10 = 55,54\Omega$$

Vậy tổng trở của máy biến áp bằng:

$$\underline{Z}_b = 2,54 + j55,54\Omega$$

Theo biểu thức (2.36) và (2.49) tính được:

$$G_b = \frac{29}{115^2} 10^{-3} = 2,19 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega$$

$$B_b = \frac{0,8 \cdot 25000 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ 1}/\Omega$$

Do đó tổng dẫn máy biến áp bằng:

$$Y_b = (2,19 - j1500) \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega$$

Ví dụ 2.6. Tính thông số của MBA 230/121/11kV: $S_{dm} = 25000\text{kVA}$; $U_{NC-T} = 12,5\%$; $U_{NC-H} = 20\%$; $U_{NT-H} = 6,5\%$; $\Delta P_{N(C-H)} = 150$; $\Delta P_{N(T-H)} = 135\text{kW}$.

Giải:

$$R_{bC} = R_{bT} = R_{bH} = \frac{\Delta P_{NT-H} \cdot U_{dmC}^2}{S_{dm}^2} \cdot 10^3 = \frac{135 \cdot 230^2}{2 (25 \cdot 000)^2} \cdot 10^3 = 5,72\Omega$$

$$U_{NC} = 0,5(U_{NC-T} + U_{NC-H} - U_{NT-H}) = 0,5(12,5 + 20 - 6,5) = 13\%$$

$$U_{NT} = 0,5(U_{NC-T} + U_{NT-H} - U_{NC-H}) = 0,5(12,5 + 6,5 - 20) = -0,5\%$$

$$U_{NH} = 0,5(U_{NC-H} + U_{NT-H} - U_{NC-T}) = 0,5(20 + 6,5 - 12,5) = 7\%$$

$$X_{bc} = \frac{U_{NC} \cdot U_{dmC}^2}{S_{dm}^2} 10 = \frac{13.230^2}{25\,000} 10 = 275\Omega$$

$$X_{bt} = \frac{U_{NT} \cdot U_{dmC}^2}{S_{dm}^2} 10 = 0$$

$$X_{bh} = \frac{U_{NH} \cdot U_{dmC}^2}{S_{dm}^2} 10 = \frac{7.230^2}{25\,000} 10 = 148\Omega.$$

CÂU HỎI ÔN TẬP

1. Để tính toán lưới điện khi nào dùng sơ đồ một sợi, khi nào dùng sơ đồ 3, 4 sợi? Vì sao?
2. Vì sao điện trở đối với dòng điện xoay chiều khác điện trở đối với dòng điện 1 chiều?
3. Vì sao phải hoán vị dây dẫn của đường dây trên không?
4. Độ tự cảm và hồ cảm của dây dẫn phụ thuộc vào yếu tố nào?
5. Điện dung của dây dẫn và giữa dây dẫn với đất khác nhau thế nào?
6. Ảnh hưởng của cảm kháng và dung dẫn đối với đường dây điện như thế nào?
7. Vì sao thường không tính đến điện dẫn tác dụng trong tính toán lưới điện?
8. Vì sao nên phân chia pha dây dẫn? ở điện áp nào thì phân pha dây dẫn?
9. Sơ đồ thay thế của máy biến áp có các thành phần nào? Các thông số thí nghiệm không tải và ngắn mạch được thực hiện thế nào và dùng để làm gì?

Chương 3

ĐẶC TÍNH TRUYỀN TẢI ĐIỆN NĂNG

Khi có dòng điện trong lưới điện (đường dây và máy biến áp) xảy ra các hiện tượng sau:

- Tổn thất điện áp trên đường dây và trong máy biến áp. Hiện tượng này làm cho điện áp ở đầu nguồn và phụ tải chênh lệch nhau: nói chung điện áp ở phụ tải thấp hơn đầu nguồn, trừ trường hợp đường dây dài siêu cao áp trong chế độ non tải điện áp cuối có thể cao hơn đầu nguồn.

- Tổn thất công suất trên lưới và trong máy biến áp, làm cho công suất của nguồn điện lớn hơn công suất yêu cầu của phụ tải.

- Tổn thất điện năng trên lưới và trong máy biến áp làm cho điện năng ở nguồn điện lớn hơn điện năng phụ tải yêu cầu.

Dưới đây xét các đặc tính trên của đường dây khi có dòng điện 3 pha đối xứng đi qua.

Ôn lại các công thức cơ sở:

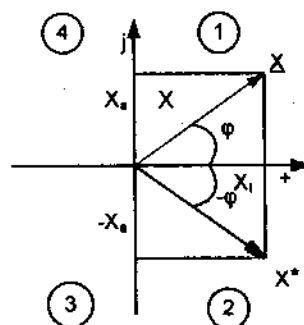
(Dưới đây sử dụng kí hiệu: chữ gạch chân chỉ vectơ phức, chữ thường chỉ modul- giá trị thực, chữ đậm chỉ ma trận)

Một số phức hay còn gọi là vectơ phức $\underline{X}$ có thể thể hiện bằng các cách sau (hình 3.1):

$$\underline{X} = X_1 + j X_2 = X \cdot e^{j\varphi} = X \cdot \cos\varphi + j X \cdot \sin\varphi \quad (t: \text{thực}; a: \text{ảo})$$

$$X = \sqrt{X_1^2 + X_2^2}$$

$$\varphi = \arctg \frac{X_2}{X_1}$$



$\underline{X}$ – Vectơ phức;

X – Modul;

X_1 – Phần thực;

X_2 – Phần ảo;

φ – Góc của vectơ với trục thực;

X^* – Vectơ liên hợp của $\underline{X}$.

Hình 3.1

Vecto liên hợp của vecto $\underline{X}$ ký hiệu là $\underline{X}^*$ có phần ảo và góc φ ngược dấu với vecto $\underline{X}$.

Dấu của từng thành phần phụ thuộc vào vị trí của vecto trên mặt phẳng phức: ở phần 1 của mặt phẳng phức cả hai thành phần đều dương; ở phần 2, phần thực dương, phần ảo âm; ở phần 3, phần thực và ảo đều âm; ở phần 4, phần thực âm, phần ảo dương.

Công suất, dòng điện, tổng trở là các vecto phức có hướng.

Điện áp là vecto phức vô hướng, được xác định cho một điểm trên lưới điện.

Có vecto điện áp pha là $\underline{U}_i$ và vecto điện áp dây $\underline{U} = \sqrt{3} \underline{U}_i$.

Dòng điện là vecto phức có hướng. Dòng điện đi từ điểm i sang điểm j của lưới điện trên từng dây pha, ký hiệu là $\underline{I}_{ij}$. Trên đường dây không có nhánh rẽ, nếu không tính điện dung, dòng điện không đổi trên toàn đường dây. Nếu tính điện dung thì dòng điện cũng biến đổi dọc đường dây điện do có dòng điện điện dung. Dòng điện đi vào hoặc đi ra khỏi lưới điện tại điểm i ký hiệu $\underline{I}_i$ hoặc $\underline{I}_j$.

Nếu lấy vecto điện áp làm trục tính toán (là trục thực), thì vecto dòng điện điện cảm chậm pha so với điện áp, do đó thành phần ảo của dòng điện có dấu $(-)$, dòng điện điện dung vượt pha so với điện áp nên thành phần ảo của nó có dấu $(+)$.

Công suất tải trên đường dây điện cũng là vecto phức có hướng, đi từ i sang j hoặc ngược lại, ký hiệu: $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$

Công suất biến đổi dọc đường dây do có tổn thất công suất trên điện trở và điện kháng.

Công suất phụ tải đi ra khỏi lưới điện tại điểm i ký hiệu: $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$.

Công suất phản kháng cảm tính quy ước mang dấu $+$ như công suất tác dụng; công suất phản kháng dung tính do tụ điện hay do điện dung của đường dây sinh ra mang dấu $(-)$. Dấu $(+)$ của công suất tác dụng và phản kháng còn thể hiện rằng công suất đi từ i sang j , nếu có dấu $(-)$ là đi ngược lại.

Do dấu quy ước của phần ảo của công suất và dòng điện ngược nhau, nên công thức tính vecto dòng điện theo công suất và điện áp có dạng như đã trình bày trong chương 1:

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3}\underline{U}}; \underline{S} = \sqrt{3}\underline{U}\underline{I}^*$$

Thông thường vecto $\underline{U}$ được lấy làm gốc tính toán, công suất và điện áp lấy tại cùng 1 điểm.

3.1. TỔN THẤT ĐIỆN ÁP

Xét đường dây có nút đầu là 1 và nút cuối là 2 trên hình 3.2a. Đường dây có điện trở R_{12} , cảm kháng X_{12} và dung dẫn B_{12} cấp điện cho phụ tải công suất $P_2 + jQ_2$ (công suất đi ra khỏi đường dây), công suất của nguồn cần cung cấp vào đường dây là $P_N + jQ_N$ (công suất bơm vào nút 1).

Công suất tải từ đường dây vào nút 2 là P''_{12} và Q''_{12} .

Công suất từ nút 1 đi vào đường dây là P'_{12} và Q'_{12} .

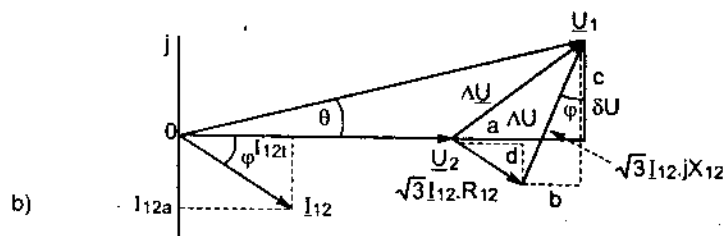
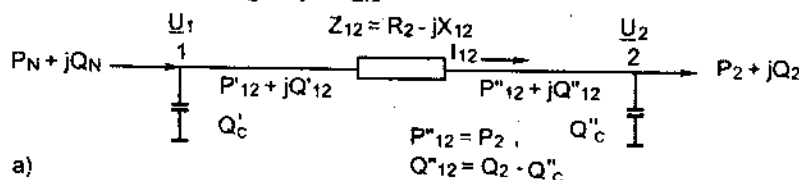
Công suất do điện dung của đường dây sinh ra tính gộp vào Q''_{12} và Q_N :

$$Q''_{12} = Q_2 - Q''_C; Q_N = Q'_{12} - Q'_C \quad (3.1)$$

$Q_C = U^2 \cdot B_{12}$ là công suất do điện dung của đường dây sinh ra.

Điện áp ở cuối đường dây là $\underline{U}_2$, điện áp ở nguồn là $\underline{U}_1$ là các vectơ phức và là điện áp dây (nếu là điện áp pha thì thêm ký hiệu f).

Dòng điện đi trên đường dây là $\underline{I}_{12}$.



Hình 3.2

3.1.1. Tổn thất điện áp tính theo dòng điện, vectơ điện áp

Dòng điện trên đường dây $\underline{I}_{12}$ giả thiết chậm pha so với điện áp $\underline{U}_2$ (Q_2 có tính cảm). Nếu lấy điện áp $\underline{U}_2$ làm gốc tính toán, tức là $\underline{U}_2$ trùng với trục thực, thì quan hệ vectơ giữa $\underline{U}_2$ và $\underline{I}_{12}$ thể hiện trên hình 3.2b. $\underline{I}_{12}$ tạo với $\underline{U}_2$ góc φ .

Dòng điện $\underline{I}_{12}$ có thể phân tích thành 2 thành phần thực I_{12r} (trùng với $\underline{U}_2$) và ảo I_{12a} (vuông góc với $\underline{U}_2$):

$$\underline{I}_{12} = I_{12r} - j I_{12a} = I_{12} \cos \varphi - j I_{12} \sin \varphi \quad (3.2)$$

Biết $\underline{Z}_{12} = R_{12} + j X_{12}$ là tổng trở của đường dây

Theo định luật Ohm ta có tổn thất điện áp trên 1 pha của đường dây, đây là tổn thất điện áp pha:

$$\Delta \underline{U}_{12r} = \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12} = \Delta \underline{U}_{12r} + j \delta \underline{U}_{12r} \quad (3.3)$$

Trong thực tế ta quan tâm đến tổn thất điện áp dây, do đó:

$$\Delta \underline{U}_{12} = \sqrt{3} \Delta \underline{U}_{12r} = \sqrt{3} I_{12} \underline{Z}_{12} = \sqrt{3} I_{12} R_{12} + j \sqrt{3} I_{12} X_{12} \quad (3.4a)$$

Thay I_{12} theo (3.2) vào (3.4a) ta được:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{12} &= \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi R_{12} + I_{12} \sin \varphi X_{12}) + j \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi X_{12} - I_{12} \sin \varphi R_{12}) \\ &= \Delta U_{12} + j \delta U_{12} \end{aligned} \quad (3.4b)$$

Ta thấy tổn thất điện áp gồm 2 thành phần (hình 3.3a):

- ΔU_{12} - trùng pha với $\underline{U}_2$ gọi là thành phần dọc trục;
- δU_{12} - vuông góc với $\underline{U}_2$ gọi là thành phần ngang trục.

$$\begin{aligned} \Delta U_{12} &= \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi R_{12} + I_{12} \sin \varphi X_{12}) = a + b \\ \delta U_{12} &= \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi X_{12} - I_{12} \sin \varphi R_{12}) = c - d \end{aligned} \quad (3.5)$$

Trong đó: $a = \sqrt{3} I_{12} \cos \varphi R_{12}$; $b = \sqrt{3} I_{12} \sin \varphi X_{12}$;

$$c = \sqrt{3} I_{12} \cos \varphi X_{12}; d = \sqrt{3} I_{12} \sin \varphi R_{12}.$$

Ta có thể tính được điện áp đầu nguồn $\underline{U}_1$:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12} = \underline{U}_2 + \Delta U_{12} + j \delta U_{12} = \underline{U}_2 + \sqrt{3} I_{12} R_{12} + j \sqrt{3} I_{12} X_{12} \\ &= \underline{U}_2 + \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi R_{12} + I_{12} \sin \varphi X_{12}) + j \sqrt{3} (I_{12} \cos \varphi X_{12} - I_{12} \sin \varphi R_{12}) \\ &= \underline{U}_2 + a + b + j(c - d) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Trên hình 3.2b là đồ thị vecto của điện áp vẽ theo (3.6). $\underline{U}_1$ tạo với $\underline{U}_2$ góc θ .

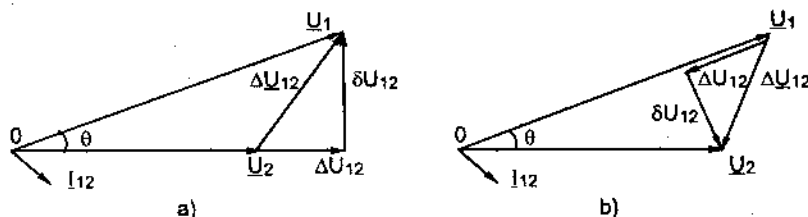
Ta có thể tính được modul và góc pha của điện áp $\underline{U}_1$ (so với trục $\underline{U}_2$):

$$\begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} \\ \operatorname{tg} \theta &= \frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Tương tự, nếu lấy U_1 trùng với trục thực thì có thể tính $\underline{U}_2$:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12} \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} \\ \operatorname{tg} \theta &= \frac{\delta U_{12}}{U_1 - \Delta U_{12}} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Đồ thị vecto của các trường hợp (3.7)– (3.8) trên hình 3.3a và 3.3b.

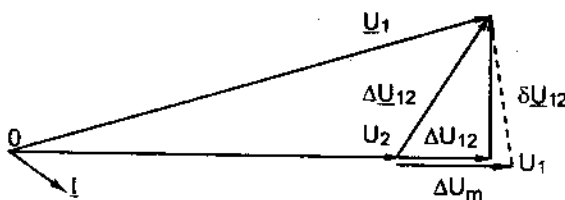


Hình 3.3

Điện áp là điện năng nguồn điện cấp cho một đơn vị điện tích để mang đến phụ tải, đi qua đường dây điện năng này bị mất mát một ít thể hiện ở chỗ điện áp cuối nguồn giảm thấp hơn đầu nguồn. Độ mất điện năng này, hay là độ mất điện áp thực, được đo bằng hiệu của modul điện áp $\underline{U}_1$ và $\underline{U}_2$:

$$\Delta U_m = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| = U_1 - U_2 \quad (3.9)$$

Trên hình 3.4 nếu quay vectơ $\underline{U}_1$ xuống trục của $\underline{U}_2$ ta được ΔU_m :



Hình 3.4

Ta nhận thấy: $\Delta U_m > \Delta U_{12}$, tuy nhiên trong thực tế góc δ rất nhỏ ($\cos \delta < 5^\circ$) cho nên sự sai khác giữa 2 đại lượng này rất nhỏ, có thể bỏ qua. Như vậy trong thực tế có thể lấy thành phần tổn thất điện áp dọc trục ΔU_{12} để đo độ mất mát điện áp thực. Sự chấp nhận này làm cho việc tính độ mất điện áp dễ dàng hơn nhiều so với tính trực tiếp ΔU_m .

Như vậy thành phần tổn thất điện áp dọc trục ΔU quyết định độ lớn của điện áp còn thành phần ngang trục δU quyết định góc pha của điện áp.

3.1.2. Tính toán tổn thất điện áp theo công suất

Ta có công thức:

$$\underline{S}_{12}^* = \sqrt{3} \underline{U}_2 \underline{I}_{12}^* = \underline{P}_{12}^* + j \underline{Q}_{12}^*$$

Trong đó $\underline{I}_{12}^*$ là số phức liên hợp của $\underline{I}_{12}$;

Từ đây rút ra $\underline{I}_{12}$ khi lấy $\underline{U}_2$ làm trục tính toán:

$$\underline{I}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^*}{\sqrt{3} \underline{U}_2} = \frac{\underline{P}_{12}^* - j \underline{Q}_{12}^*}{\sqrt{3} \underline{U}_2} \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}_{12} &= \sqrt{3} \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12} = \frac{\underline{P}_{12}^* - j \underline{Q}_{12}^*}{\underline{U}_2} (R_{12} + j X_{12}) = \\ &= \frac{\underline{P}_{12}^* R_{12} + \underline{Q}_{12}^* X_{12}}{\underline{U}_2} + j \frac{\underline{P}_{12}^* X_{12} - \underline{Q}_{12}^* R_{12}}{\underline{U}_2} = \Delta U_{12} + j \delta U_{12} \end{aligned} \quad (3.11a)$$

$\Delta \underline{U}_{12}$ cũng có thể tính theo $\underline{S}_{12}$ và $\underline{U}_1$:

$$\begin{aligned}\Delta U_{12} &= \frac{P_{12} - jQ_{12}}{U_1} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{12} \cdot X_{12} - Q_{12} \cdot R_{12}}{U_1} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12}\end{aligned}\quad (3.11b)$$

Tổng quát ta có: tổn thất điện áp trên đường dây i, j:

$$\begin{aligned}\Delta U_{ij} &= \text{real} \Delta U_{ij} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_i} = \frac{P_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{ij} \cdot X_{ij}}{U_j} \\ \delta U_{ij} &= \text{im} \Delta U_{ij} = \frac{P_{ij} \cdot X_{ij} - Q_{ij} \cdot R_{ij}}{U_i} = \frac{P_{ij} \cdot X_{ij} - Q_{ij} \cdot R_{ij}}{U_j}\end{aligned}\quad (3.11c)$$

Chỉ số i và j ở phía trên chỉ rằng công suất và điện áp lấy tại cùng điểm i hoặc j.

Trong các công thức (3.1c) đúng với đơn vị:

P_{ij} : MW; Q_{ij} : MVar; R_{ij}, X_{ij} : Ω ; ΔU_{ij} và δU_{ij} có đơn vị là kV.

Ta thấy tổn thất điện áp có thể tính theo điện áp và công suất ở đầu hoặc cuối đường dây, nghĩa là công suất và điện áp phải lấy giá trị tại cùng một điểm trên lưới điện.

Sau khi tính được tổn thất điện áp, điện áp nút được tính theo các công thức (3.7) và (3.8):

ΔU_{12} còn được tính theo phần trăm của $U_{đl}$:

$$\Delta U_{12} \% = \frac{\Delta U_{12}}{U_{đl}} 100 = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_{đl}^2} [\%, \text{kW}, \Omega, \text{kVar}, \text{kV}] \quad (3.12)$$

Chú ý:

1. Đối với lưới hệ thống sử dụng các chương trình giải tích trên máy tính, máy tính sẽ tính trực tiếp modul và góc δ của điện áp nút.

2. Trong lưới truyền tải 110 – 220kV, nếu tính bằng tay thì tổn thất điện áp được tính chính xác theo (3.7), (3.8), (3.11), sau đó tính điện áp nút và góc pha, trong đó công suất và điện áp lấy tại cùng một điểm trên đường dây. Nếu không cần biết góc pha thì chỉ cần tính thành phần dọc trục của điện áp, sau đó tính modul của điện áp nút:

$$\begin{aligned}\Delta U_{12} &= \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_2}; \quad U_1 = U_2 + \Delta U_{12} \\ \Delta U_{12} &= \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_1}; \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}\end{aligned}\quad (3.13a)$$

Nếu chỉ cần tính tổn thất điện áp % thì tính theo $U = U_{đl}$ theo công thức (3.12)

3. Trong lưới trung hạ áp đến 35 kV trên không, tổn thất điện áp tính theo $U_{đl}$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_{đl}}; \quad U_1 = U_2 + \Delta U_{12}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{U_{đl}}; \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$$
(3.13b)

4. Ở lưới điện trên không 110 kV trở lên phải tính đến *điện dung* của đường dây.

Ở lưới cấp 22 – 35 kV nếu dùng cáp tiết diện lớn phải tính đến *điện dung* của đường dây.

Ở lưới điện 220kV trở xuống, ảnh hưởng của điện dung của đường dây có thể tính gần đúng theo công suất phản kháng hằng số Q_C :

$$Q_C = B_{0ij} \cdot l \cdot U_{đl}^2 \quad [\text{MVar}, 1/\Omega\text{km}, \text{km}, \text{kV}]$$
(3.13c)

và một nửa ($Q_C/2$) tính gộp vào phụ tải cuối đường dây, công suất này mang dấu (–) còn công suất phản kháng của phụ tải mang dấu (+). Còn một nửa phía đầu đường dây thì gộp vào phụ tải đầu đường dây, phần công suất phản kháng này không ảnh hưởng tới tính toán trên đường dây đang xét.

5. Trong lưới điện siêu cao áp có $R \ll X$, do đó có thể bỏ qua R . Từ đó ta có:

$$\Delta U = \frac{QX}{U_1}; \quad \delta U = \frac{PX}{U_2}$$

Từ 2 công thức trên rút ra:

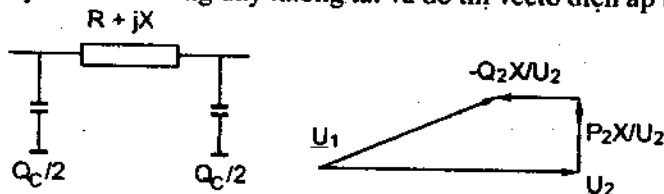
– Công suất phản kháng (CSPK) là nguyên nhân chính gây ra tổn thất điện áp, do đó để điều chỉnh điện áp thì phải điều chỉnh dòng CSPK.

– Công suất tác dụng gây ra độ lệch pha của điện áp (góc θ). Góc θ là tiêu chuẩn xét khả năng tải của đường dây dài siêu cao áp theo điều kiện ổn định tĩnh.

6. Trên đường dây dài (> 300km) siêu cao áp, khi không tải và non tải điện áp cuối đường dây có thể cao hơn điện áp đầu đường dây do CSPK Q_C của đường dây lớn hơn CSPK của phụ tải làm cho CSPK tổng ở cuối đường dây là $Q_2 = (Q_2' - Q_C/2)$ có dấu (–), do đó:

$$\Delta U = \frac{-Q_2 X}{U_2}; \quad \delta U = \frac{P_2 X}{U_2}$$

Sơ đồ thay thế của đường dây không tải và đồ thị vectơ điện áp trên hình 3.5.



Hình 3.5

3.2. TỔN THẤT CÔNG SUẤT TRÊN ĐƯỜNG DÂY

Tổn thất công suất trên đường dây gồm có tổn thất công suất tác dụng và tổn thất công suất phản kháng xảy ra trên điện trở và cảm kháng của đường dây điện:

Tổn thất công suất tác dụng trên 1 pha là:

$$\Delta P_{1\phi} = I_{12}^2 R_{12}$$

Trên ba pha là:

$$\Delta P_{12} = 3I_{12}^2 R_{12} \quad (3.14a)$$

Nếu tính I_{12}^2 theo công suất sau tổng trở đường dây điện bằng công thức (3.10) ta được:

$$I_{12}^2 = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{3U_2^2}$$

thay vào (3.14a):

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_2^2} R_{12} = \frac{S_{12}^2}{U_2^2} R_{12} \quad (3.14b)$$

Tương tự với tổn thất công suất phản kháng:

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_2^2} X_{12} = \frac{S_{12}^2}{U_2^2} X_{12} \quad (3.14c)$$

Tổn thất công suất biểu kiến là:

$$\Delta S_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} \quad (3.14d)$$

Công suất ở trước tổng trở Z là:

$$\begin{aligned} P_{12} &= P_{12}' + \Delta P_{12} \\ Q_{12} &= Q_{12}' + \Delta Q_{12} \end{aligned} \quad (3.14e)$$

Công suất nguồn điện là:

$$\begin{aligned} P_N &= P_{12} \\ Q_N &= Q_{12} - Q_c \end{aligned} \quad (3.14f)$$

Đối với công suất tác dụng, tổn thất công suất trên đường dây làm cho công suất đưa vào đầu đường dây lớn hơn công suất yêu cầu cuối đường dây.

Đối với công suất phản kháng do có công suất do điện dung sinh ra nên công suất đưa vào đường dây có thể nhỏ hơn công suất yêu cầu.

Tổn thất công suất cũng có thể tính theo công suất $P_{12}' + jQ_{12}'$ trước tổng trở Z :

$$\begin{aligned}\Delta P_{12} &= \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_1^2} R_{12} \\ \Delta Q_{12} &= \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_1^2} X_{12}\end{aligned}\quad (3.14g)$$

Công suất sau tổng trở $\underline{Z}$ là:

$$\begin{aligned}P_{12}'' &= P_{12}' - \Delta P_{12} \\ Q_{12}'' &= Q_{12}' - \Delta Q_{12}\end{aligned}\quad (3.14h)$$

Một cách tổng quát, tổn thất công suất trên đường dây nối 2 nút i, j:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ij} &= \frac{(P_{ij}^i)^2 + (Q_{ij}^i)^2}{U_i^2} R_{ij} = \frac{(P_{ij}^j)^2 + (Q_{ij}^j)^2}{U_j^2} R_{ij} \\ \Delta Q_{ij} &= \frac{(P_{ij}^i)^2 + (Q_{ij}^i)^2}{U_i^2} X_{ij} = \frac{(P_{ij}^j)^2 + (Q_{ij}^j)^2}{U_j^2} X_{ij}\end{aligned}\quad (3.15)$$

Nếu trong các công thức trên lấy đơn vị như sau:

P: MW; Q: MVar; U: kV; R, X: Ω ; thì ΔP là MW, ΔQ là MVar.

Dưới đây, nếu trong công thức không có chỉ số cụ thể thì độc giả phải nhớ nguyên tắc: công suất và điện áp phải lấy tại cùng một điểm.

Trong tính toán gần đúng có thể lấy $U = U_{đl}$ của đường dây còn công suất lấy ở đầu hoặc cuối đường dây:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{đl}^2} \cdot R = \frac{S^2}{U_{đl}^2} R \quad (3.16a)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{đl}^2} \cdot X = \frac{S^2}{U_{đl}^2} X \quad (3.16b)$$

Quan hệ giữa tổn thất công suất và tổn thất điện áp (với giả thiết $\sin\varphi \approx 0$):

$$\frac{\Delta P(\%)}{\Delta U(\%)} = \frac{\frac{\Delta P}{P} 100}{\frac{\Delta U}{U_{đl}} 100} = \frac{\frac{3I^2 R}{\sqrt{3}U_{đl} \cos\varphi} 100}{\frac{\sqrt{3}IR \cos\varphi}{U_{đl}} 100} = \frac{1}{\cos^2\varphi} \quad (3.17)$$

Chú ý:

– Tổn thất công suất tác dụng và phản kháng được tính để tính công suất đầu đường dây khi biết công suất cuối đường dây:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}$$

hay tính công suất cuối đường dây điện khi biết công suất đầu đường dây điện:

$$S_2 = S_1 - \Delta S$$

Ngoài ra, tổn thất công suất tác dụng (CSTD) được tính cho các mục đích sau:

– Tổn thất công suất được tính cho chế độ max năm của đường dây, $\Delta P_{\max}$, để tính tổn thất điện năng theo τ , tính yêu cầu công suất max đối với nguồn điện.

– Tổn thất công suất là một chỉ tiêu kinh tế của lưới điện. Tổn thất công suất là không tránh khỏi, nó có tác hại là đòi hỏi khả năng phát của nguồn và khả năng tải của lưới cao hơn. Do đó phải giữ tổn thất công suất ở mức hợp lý.

3.3. TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG TRÊN ĐƯỜNG DÂY

3.3.1. Công thức tổng quát

Tổn thất công suất tác dụng là tổn thất điện năng trên điện trở R của đường dây trong một đơn vị thời gian, do đó tổn thất điện năng trong thời gian T là tích phân của tổn thất công suất theo thời gian vận hành T (để tiện trình bày các chỉ số đường dây i, j được bỏ qua):

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt = 3 \cdot R \int_0^T I_1^2 dt = R \int_0^T \frac{S_1^2}{U_1^2} dt = R \int_0^T \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} dt \quad (3.18)$$

Trong tính toán thực tế các công thức trên được vận dụng khác nhau.

3.3.2. Tính theo đồ thị phụ tải

1. Tính theo đồ thị phụ tải ngày, đêm

Nếu biết đồ thị phụ tải (ĐTPT) ngày đêm với giá trị phụ tải từng giờ:

$$\Delta A = R \sum_{i=1}^{24} \frac{S_i^2}{U_{dt}^2} = R \sum_{i=1}^{24} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{dt}^2} = R \sum_{i=1}^{24} \frac{P_i^2 (1 + \tan^2 \varphi^2)}{U_{dt}^2} \quad (3.18a)$$

Tổn thất điện năng cả năm được tính bằng cách nhân tổn thất điện năng một ngày, đêm với số ngày trong năm:

$$\Delta A_{\text{năm}} = \sum_{i=1}^k k_i \cdot \Delta A_i \quad (3.18b)$$

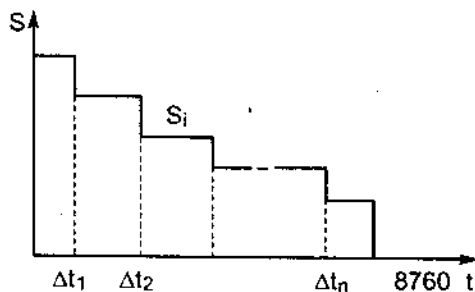
$$\sum_{i=1}^k k_i = 365$$

trong đó: ΔA_i là tổn thất điện năng ngày, đêm tính cho loại đồ thị phụ tải i , k_i là số ngày có đồ thị phụ tải i , có k loại đồ thị phụ tải. Đồ thị phụ tải thường được phân loại theo mùa.

2. Tính theo đồ thị phụ tải kéo dài năm

Nếu cho biết đồ thị phụ tải (ĐTPT) kéo dài năm có hình bậc thang với n bậc, mỗi bậc dài Δt_i và có công suất S_i không đổi (hình 3.6) thì:

$$\Delta A = R \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i = R \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i + R \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i \quad (3.18c)$$



Hình 3.6

Nếu không biết giá trị của U_i thì có thể tính gần đúng bằng cách lấy $U = U_{dd}$:

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dd}^2} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \Delta t_i \quad (3.18d)$$

Nếu $\Delta t_i = 1h$ thì

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dd}^2} \cdot \sum_{i=1}^{8760} (P_i^2 + Q_i^2) \quad (3.18e)$$

Nếu cho biết $\cos \varphi =$ hằng số, thì trong các công thức trên thay $Q_i = P_i \cdot \tan \varphi$

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dd}^2} \cdot \sum_{i=1}^{8760} P_i^2 \frac{1}{\cos^2 \varphi} \quad (3.18f)$$

Các trường hợp áp dụng cách tính theo đồ thị phụ tải:

- Các đường dây trên lưới hệ thống truyền tải điện năng của các nhà máy điện đến các nút hệ thống, trên các đường dây này $S(t)$ phụ thuộc chế độ làm việc của các nhà máy điện.
- Đường dây, hay MBA truyền tải hoặc phân phối nhưng được đóng cắt theo ngày đêm hoặc theo mùa vì lý do giảm tổn thất điện năng.
- Đường dây có tụ bù có điều khiển.

Trong các trường hợp này trước hết phải xác định được đồ thị $I(t)$, hoặc $P(t)$, $Q(t)$ sau đó tính trực tiếp ΔA theo (3.18b, c, d, e, f).

3.3.3. Tính theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất

$$\Delta A = R \int \frac{S_i^2}{U_i^2} dt = R \int \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} dt$$

Nếu đường dây cung cấp điện cho phụ tải có đồ thị ổn định ta có thể viết như sau:

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dd}^2} \left(\int_{t=1}^{8760} P_i^2 dt + \int_{t=1}^{8760} Q_i^2 dt \right) = \frac{R}{U_{dd}^2} (P_{\max}^2 \tau_p + Q_{\max}^2 \tau_Q) \quad (3.18e)$$

Trong đó: τ_p là thời gian tổn thất công suất lớn nhất do CSTD gây ra, τ_Q là thời gian tổn thất lớn nhất do CSPK gây ra, chúng phụ thuộc vào đồ thị CSTD và CSPK của phụ tải.

$$\begin{aligned} \tau_p &= \frac{\sum_{i=1}^{8760} P_i^2 dt}{P_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} P_i^2 dt}{P_{\max}^2} \\ \tau_Q &= \frac{\sum_{i=1}^{8760} Q_i^2 dt}{Q_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} Q_i^2 dt}{Q_{\max}^2} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Trong thực tế tính toán, thường giả thiết rằng đồ thị CSPK và CSTD giống nhau, cũng có nghĩa là $\cos\varphi$ của phụ tải không đổi, giả thiết này khá gần với thực tế. Với giả thiết này:

$$\tau_Q = \frac{\int_0^{8760} Q_i^2 dt}{Q_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} \frac{Q_i^2}{\text{tg}\varphi^2} dt}{\frac{Q_{\max}^2}{\text{tg}\varphi^2}} = \frac{\int_0^{8760} P_i^2 dt}{P_{\max}^2} = \tau_p = \tau$$

và có thể viết:

$$\Delta A = \frac{R}{U_{dd}^2} (P_{\max}^2 + Q_{\max}^2) \tau = \frac{S_{\max}^2}{U_{dd}^2} R \tau = \Delta P_{\max} \tau \quad (3.20)$$

τ được tính theo công thức:

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^{8760} S_i^2 dt}{S_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} I_i^2 dt}{I_{\max}^2} \quad (3.21)$$

τ gọi là thời gian tổn thất công suất lớn nhất.

Ý nghĩa của τ rất rõ ràng, nếu dòng điện $I_i = I_{\max} = \text{const}$ thì trong thời gian τ (giờ) nó gây ra tổn thất đúng bằng tổn thất điện năng do dòng điện thật gây ra trong cả năm.

τ được tính toán cho các loại đồ thị phụ tải có quy luật biến đổi ổn định, sau đó đưa vào các cầm nang để sử dụng trong quy hoạch và thiết kế điện.

Trong các bài toán chung thì dùng τ , riêng trong các bài toán bù phải dùng τ_Q phụ thuộc Q bù. Nếu dùng $\tau = \text{hằng số}$ thì kết quả sẽ sai.

Phương pháp tính theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất áp dụng cho các đường dây cấp điện cho phụ tải: Trong trường hợp này phụ tải trên đường dây có đồ thị trùng với ĐTPT của phụ tải.

τ được tính toán thống kê theo $T_{\max}$ của ĐTPT, cho dưới dạng bảng, đường cong hoặc theo công thức kinh nghiệm và dùng cho các đường dây cấp điện cho phụ tải.

Công thức kinh nghiệm thường được dùng là:

$$1) \tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (giờ)} \quad (3.22a)$$

$$2) \tau = 0,3T_{\max} + \frac{0,7 \cdot T_{\max}^2}{8760} \text{ (giờ)} \quad (3.22b)$$

Trong đó $T_{\max}$ là thời gian sử dụng công suất lớn nhất.

Chú ý:

Các công thức trên đây được sử dụng tốt trong quy hoạch, trong đó $T_{\max}$ được chọn theo loại phụ tải. Trong vận hành khó tính chính xác tổn thất điện năng do không có các thông số chính xác về phụ tải.

3.3.4. Tính tổn thất điện năng theo dòng điện trung bình bình phương

Công thức tính tổn thất điện năng được biến đổi như sau:

$$\Delta A = 3R \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = 3R \cdot 8760 \cdot \frac{\int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt}{8760} = 3 \cdot R \cdot 8760 \cdot I_{tb}^2 \quad (3.23)$$

Trong đó:
$$I_{tb} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt}{8760}} \quad (3.24)$$

là dòng điện trung bình bình phương trong năm.

R là điện trở của lưới điện, Ω .

Nếu nhân và chia vào công thức (3.23) $I_{\max}^2$ thì:

$$\Delta A = 3I_{tb}^2 \cdot R \cdot 8760 = \frac{I_{tb}^2}{I_{\max}^2} \cdot 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R \cdot 8760 = k_{\Delta} \cdot \Delta P_{\max} \cdot 8760 \quad (3.25)$$

$k_{\Delta} = I_{tb}^2 / I_{\max}^2$ gọi là hệ số tổn thất.

k_{Δ} có thể tính theo công thức kinh nghiệm:

$$k_{\Delta} = k_{sd}^2 + 0,273(k_{sd} - \frac{P_{\min}}{P_{\max}})^2 \quad (3.26a)$$

$P_{\max}$ và $P_{\min}$ là phụ tải max và min trong chu kỳ tính toán.

Nếu tính gần đúng, công thức trên được cụ thể hoá như sau:

– Cho lưới truyền tải và phân phối đô thị:

$$k_{\Delta} = 0,3.k_{sd} + 0,7.k_{sd}^2 \quad (3.26b)$$

– Cho lưới phân phối nông thôn:

$$k_{\Delta} = 0,15.k_{sd} + 0,85.k_{sd}^2 \quad (3.26c)$$

Trong đó k_{sd} là hệ số sử dụng đồ thị phụ tải: $k_{sd} = P_{tb}/P_{max}$

P_{tb} và P_{max} là công suất trung bình và công suất max của đồ thị phụ tải dùng để tính tổn thất.

Trên đây đã trình bày các đặc tính truyền tải điện năng của một đường dây điện, trong đó phụ tải được cấp ở cuối đường dây, đây là đơn vị cơ bản của lưới điện gọi là đoạn lưới. Lưới điện thực tế gồm hàng chục đoạn lưới như vậy được ghép nối tiếp hoặc song song thành mạch hở hay kín, việc tính toán các đặc tính tải điện cho các lưới này rất khó khăn, phải sử dụng các phương pháp đặc biệt sẽ được trình bày ở các chương sau.

Ví dụ 3.1. Đường dây trên không điện áp 10kV, dài 5 km, dây dẫn AC – 70, cung cấp điện cho một phụ tải công suất max $(500 + j400)$ kVA đặt ở cuối, $T_{max} = 3000$ h. Xác định tổn thất điện áp, tổn thất công suất và tổn thất điện năng trên đường dây.

Giải: Vì đường dây 10kV cho nên không xét đến dung dẫn. Theo các bảng phụ lục tìm được: $r_0 = 0,46\Omega/\text{km}$, $x_0 = 0,34\Omega/\text{km}$.

Như vậy: $R = r_0.l = 0,46.5 = 2,3\Omega$; $X = X_0.l = 0,34.5 = 1,7\Omega$.

Tổn thất điện áp, áp dụng công thức (3.12):

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{10U_{dd}^2} = \frac{500.2,3 + 400.1,7}{10.10^2} = 1,83\%$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dd}^2} R = \frac{500^2 + 400^2}{10^2} 2,3.10^{-3} = 11,3\text{kW}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dd}^2} X = \frac{500^2 + 400^2}{10^2} 1,7.10^{-3} = 8,3\text{kVAr}$$

$$\Delta S = 11,3 + j 8,3\text{kVA}$$

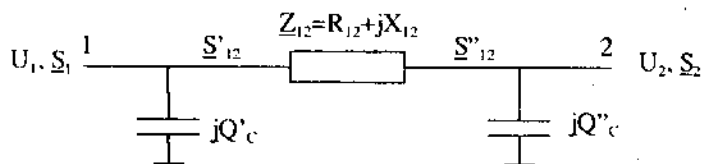
$$\tau = (0,124 + 3000.10^{-4})^2 8760 = 1574\text{h}$$

$$\Delta A = 11,3.1574 = 17786\text{kWh}$$

Ví dụ 3.2. Đường dây 220 kV, dài $l = 150$ km, dây dẫn AC-240, cung cấp điện cho phụ tải max công suất $(80 + j26)$ MVA. Điện áp ở cuối đường dây trong chế độ phụ tải cực đại bằng 215 kV, $T_{max} = 5000$ h.

Tính điện áp đầu nguồn, tính định tổn thất công suất và điện năng trên đường dây và công suất nút nguồn.

Sơ đồ thay thế đường dây cho trên hình 3.7



Hình 3.7

Giải: Do tổn thất vắng quang nhỏ, cho nên bỏ qua. Theo bảng phụ lục 2.1 ta tra được:

$$r_0 = 0,132 \Omega/\text{km}, x_0 = 0,424 \Omega/\text{km}, b_0 = 2,641 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega\text{km}.$$

Do đó:

$$R = r_0 \cdot l = 0,132 \cdot 150 = 19,8 \Omega$$

$$X = X_0 \cdot l = 0,424 \cdot 150 = 63,6 \Omega$$

$$B/2 = b_0 l/2 = 2,641 \cdot 10^{-6} \cdot 150/2 = 1,981 \cdot 10^{-4} \text{ 1}/\Omega$$

Công suất phản kháng do dung dẫn ở cuối đường dây sinh ra bằng:

$$Q''_c = -U_2^2 B/2 = -215^2 \cdot 1,981 \cdot 10^{-4} = -9,156 \text{ MVar}$$

Công suất sau tổng trở $\underline{Z}$ bằng:

$$\underline{S}'' = \underline{S} + jQ_{c2} = 80 + j26 - j9,156 = 80 + j16,844 \text{ MVA}$$

Tổn thất điện áp:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}'' R_{12} + Q_{12}'' X_{12}}{U_2} = \frac{80 \cdot 19,8 + 16,844 \cdot 63,6}{215} = 12,35 \text{ kV}$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}'' X_{12} - Q_{12}'' R_{12}}{U_2} = \frac{80 \cdot 63,6 - 16,844 \cdot 19,8}{215} = 22,11 \text{ kV}$$

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12} = 215 + 12,35 + j22,11 = 227,35 + j22,11$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} = \sqrt{227,35^2 + 22,11^2} = 228,42 \text{ kV}$$

$$\theta = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}} = \arctg \frac{22,11}{227,35} = 4,216^\circ$$

Tổn thất công suất trên đường dây:

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_2^2} R_{12} = \frac{80^2 + 16,844^2}{215^2} \cdot 19,8 = 2,863 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}''^2 + Q_{12}''^2}{U_2^2} X_{12} = \frac{80^2 + 16,844^2}{215^2} \cdot 63,6 = 9,20 \text{ MVar}$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = 2,863 + j9,20 \text{ MVA}$$

Công suất ở đầu vào tổng trở Z:

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta \underline{S} = 80 + j16,844 + 2,863 + j9,20 = 82,863 + j 26,04 \text{MVA.}$$

$$Q_{C1} = -U_1^2 B/2 = -228,42^2 \cdot 1,981 \cdot 10^{-4} = -10,33 \text{MVar}$$

Công suất ở nút 1 bằng:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}' - jQ_{C1} = 82,863 + j 26,04 - j10,33 = 82,863 + j 15,705 \text{MVA.}$$

Từ $T_{\max} = 5000$ h ta tính được:

$$\tau = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410 \text{h}$$

$$\Delta A = \Delta P \cdot \tau = 2.863 \cdot 3410 = 9762,83 \text{MWh}$$

Điện năng phụ tải yêu cầu:

$$A = P_2 \cdot T_{\max} = 80 \cdot 5000 = 400\,000 \text{MWh}$$

Tổn thất điện năng % là:

$$\Delta A \% = \frac{\Delta A}{A} \cdot 100 = \frac{9762,83}{400000} \cdot 100 = 2,44 \%$$

Ví dụ 3.3. Đường dây điện kép 110 kV dài 70 km, dây AC 120 cấp điện cho phụ tải max 40 MW, $\cos \varphi = 0,9$, $T_{\max} = 5500$ h. Tính tổn thất điện áp, tổn thất công suất và tổn thất điện năng.

Giải:

$$-Q = P \tan \varphi = 40 \cdot 0,4843 = 19,37 \text{MVar}$$

- Dây AC 120 có các thông số:

$$r_0 = 0,27 \Omega/\text{km}$$

$$r = 0,27 \cdot 70/2 = 9,45 \Omega/\text{km}$$

$$x_0 = 0,416 \Omega/\text{km}$$

$$x = 0,416 \cdot 70/2 = 14,56 \Omega/\text{km}$$

$$b_0 = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ km}/\Omega$$

$$B = 2,269 \cdot 10^{-6} = 0,0003766 \text{ km}/\Omega$$

$$Q''_c = 110^2 \cdot B/2 = 2,2784 \text{MVar}$$

$$Q'' = Q - Q_c/2 = 19,37 - 2,2784 = 17,092$$

$$\Delta U = \frac{PR + Q''X}{U_{dd}^2} \cdot 100 = \frac{40 \cdot 9,45 + 17,092 \cdot 14,56}{110^2} \cdot 100 = 5,18 \%$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q''^2}{U_{dd}^2} R = \frac{40^2 + 17,092^2}{110^2} \cdot 9,45 = 1,48 \text{MW}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q''^2}{U_{dd}^2} X = \frac{40^2 + 17,092^2}{110^2} \cdot 14,56 = 2,28 \text{MVar}$$

$$\tau = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3979 \text{h}$$

$$\Delta A = \Delta P \cdot \tau = 1,48 \cdot 3979 = 5889,9 \text{MWh}$$

Ví dụ 3.4. Đường dây 22kV có điện trở 2Ω , phụ tải max $S_{\max} = 8\text{MVA}$. Hệ số sử dụng $k_{\text{sd}} = 0,6$; Giá 1 kWh tổn thất điện năng: $C_A = 500\text{d/kWh}$. Tính chi phí tổn thất điện năng.

Giải:

$$I = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{dl}}} = \frac{8000}{\sqrt{3}.22} = 210\text{A}$$

$$k_A = 0,15.k_{\text{sd}} + 0,85.k_{\text{sd}}^2 = 0,15.0,6 + 0,85.0,6^2 = 0,396$$

$$\Delta P_{\max} = \frac{3I^2.R}{1000} = \frac{3.210^2.2}{1000} = 264,6\text{kW}$$

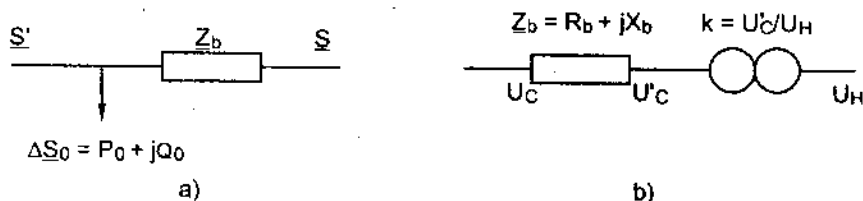
$$\Delta A = k_A \Delta P_{\max} . 8760 = 0,396 . 264,6 . 8760 = 917\,887\text{kWh}$$

Chi phí cho tổn thất điện năng:

$$c_A . \Delta A / 1000000 = 500 . 917887 / 1000000 = 458,9735\text{tr.d}$$

3.4. TỶN THẤT ĐIỆN ÁP, CÔNG SUẤT VÀ ĐIỆN NĂNG TRONG MÁY BIẾN ÁP

3.4.1. Tỷn thất điện áp trong máy biến áp (MBA)



Hình 3.8. Sơ đồ MBA 2 cuộn dây

Trên sơ đồ hình 3.8b là mô hình máy biến áp, trong đó tổng trở được tính về phía cao áp. U_H là điện áp phía hạ của máy biến áp, U'_c là điện áp phía hạ chuyển lên phía cao: $U'_c = U_H . k$

Thành phần dọc trục của tỷn thất điện áp trên tổng trở $\underline{Z}_b$ là:

$$\Delta U_b = \frac{P.R_b + Q.X_b}{U'_c} \quad (3.27a)$$

$$U_c = U'_c + \Delta U_b$$

Nếu biết công suất đi vào máy biến áp S' và U_c thì:

$$\Delta U_b = \frac{P'.R_b + Q'.X_b}{U_c} \quad (3.27b)$$

$$U'_c = U_c - \Delta U_b$$

$$U_H = U'_c / k$$

$\Delta \underline{S}_0$ được bỏ qua vì có giá trị nhỏ.

k phụ thuộc đầu phân áp sử dụng, chọn đầu phân áp k ta điều chỉnh được U_H . Đầu phân áp có thể điều chỉnh dưới tải hoặc ngoài tải. Máy biến áp có trang bị bộ điều chỉnh đầu phân áp dưới tải gọi là máy biến áp điều áp dưới tải.

3.4.2. Tổn thất công suất trong máy biến áp

1. Máy biến áp 2 cuộn dây

Tổn thất công suất trong các máy biến áp gồm hai phần: phụ thuộc và không phụ thuộc vào phụ tải.

Thành phần không phụ thuộc vào phụ tải là tổn thất trong lõi thép của máy biến áp hay còn gọi là tổn thất không tải. Tổn thất không tải không phụ thuộc vào công suất tải qua máy biến áp, nó chỉ phụ thuộc vào cấu tạo của máy biến áp. Tổn thất không tải được xác định theo các số liệu kỹ thuật của biến áp:

$$\Delta S_0 = \Delta P_0 + j\Delta Q_0 \quad (3.28)$$

$$\text{Ở đây:} \quad \Delta Q_0 = \frac{I_0 S_{dm}}{100}$$

Trong đó I_0 là dòng điện không tải tính theo phần trăm, ΔP_0 – Tổn thất công suất tác dụng không tải tra trong bảng lý lịch MBA. ΔQ_0 là tổn thất công suất phản kháng không tải.

Thành phần tổn thất thứ hai phụ thuộc vào công suất tải qua máy biến áp là tổn thất trong điện trở cuộn dây, còn gọi là tổn thất đồng hay tổn thất ngắn mạch. Có thể xác định tổn thất đồng trong máy biến áp hai cuộn dây (hình 3.8) theo:

$$\Delta P_{cu} = 3I^2 R_b = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} R_b = \Delta P_N \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2 \quad (3.29a)$$

$$\Delta Q_{cu} = 3I^2 X_b = \frac{P^2 + Q^2}{U_{dm}^2} X_b = \frac{U_N S^2}{100 S_{dm}} \quad (3.29b)$$

Trong đó S , P , Q là công suất tải qua máy biến áp, S_{dm} là công suất định mức của máy biến áp, ΔP_N là tổn thất ngắn mạch.

Trong (3.29) R_b và X_b phải tương thích với U_{dm} . Nghĩa là khi tính R_b và X_b theo điện áp nào thì phải sử dụng điện áp đó trong (3.29).

Tổng tổn thất trong máy biến áp:

$$\Delta P_b = \Delta P_0 + \Delta P_{cu} = \Delta P_0 + \Delta P_N \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2 \quad (3.29c)$$

$$\Delta Q_b = \Delta Q_0 + \Delta Q_{cu} = \Delta Q_0 + \frac{U_N S^2}{100 S_{dm}} \quad (3.29d)$$

Trong trường hợp có n máy biến áp giống nhau làm việc song song, tổn thất công suất trong n máy bằng:

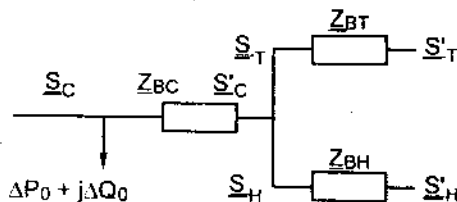
$$\Delta P_b = n\Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{n} \left(\frac{S}{S_{dm}} \right)^2 \quad (3.30a)$$

$$\Delta Q_b = n\Delta Q_0 + \frac{U_N \cdot S^2}{n \cdot 100 \cdot S_{dm}} \quad (3.30b)$$

Công suất phía cao máy biến áp là:

$$\underline{S}' = \underline{S} + \Delta P_b + j\Delta Q_b \quad (3.30c)$$

2. Máy biến áp 3 cuộn dây và MBA tự ngẫu (hình 3.9)



Hình 3.9

Tổn thất không tải trong máy biến áp ba cuộn dây hay biến áp tự ngẫu cũng được xác định theo các số liệu kỹ thuật của chúng:

$$\begin{aligned} \Delta P_n &= \text{tra bảng} \\ \Delta Q_n &= (i_0 \% \cdot S_{dm}) / 100 \end{aligned} \quad (3.31)$$

Tổn thất đồng trong các cuộn dây cũng được xác định theo công suất tải của mỗi cuộn dây.

Tổng trở các cuộn quy đổi về phía cao nên tổn thất công suất trong các cuộn đều phải tính theo điện áp cao U_c .

Tổn thất đồng trong cuộn dây hạ áp:

$$\Delta S_{cuH} = \left(\frac{S'_H}{U_c} \right)^2 \cdot Z_{RH} \quad (3.32)$$

Tổn thất đồng trong cuộn dây trung áp:

$$\Delta S_{cuT} = \left(\frac{S'_T}{U_c} \right)^2 \cdot Z_{RT} \quad (3.33)$$

Và tổn thất đồng trong cuộn dây cao áp:

$$\Delta S_{cuC} = \left(\frac{S'_C}{U_c} \right)^2 \cdot Z_{RC} \quad (3.34)$$

Trong đó: $\underline{S}'_C = \underline{S}_T + \underline{S}_H$; $\underline{S}_T = \underline{S}_T' + \Delta \underline{S}_{cuT}$; $\underline{S}_H = \underline{S}_H' + \Delta \underline{S}_{cuH}$;
 U_C – Điện áp phía cao áp.

3.4.3. Tổn thất điện năng trong máy biến áp

Tổn thất điện năng trong máy biến áp gồm hai phần:

- Tổn thất điện năng không tải hay trong lõi thép: không phụ thuộc vào phụ tải xác định theo thời gian làm việc của máy biến áp;
- Tổn thất điện năng trong cuộn dây hay trong đồng: phụ thuộc vào tải xác định theo đồ thị phụ tải, nếu công suất MBA có đồ thị như phụ tải thì dùng $T_{\max}$ để tính τ .

Tổn thất điện năng 1 năm tính theo τ là:

$$\Delta A_{Bkl} = \Delta P_o \cdot T_b \quad (3.35a)$$

$$\Delta A_{Bcu} = \Delta P_{\max} \tau \quad (3.35b)$$

Tổn thất chung:

$$\Delta A_B = \Delta P_o \cdot T_b + \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_o \cdot T_b + \Delta P_N \frac{S_{\max}^2}{S_{dm}^2} \cdot \tau \quad (3.35c)$$

Trong đó: T_b là thời gian vận hành năm của MBA $\approx 8500 - 8760h$
 $S_{\max}$ – Phụ tải cực đại 1 năm của MBA.

Nếu có n máy biến áp như nhau làm việc song song, thì tổn thất điện năng trong n máy:

$$\Delta A_B = n \cdot \Delta P_o \cdot T_b + \Delta P_N \cdot \frac{S_{\max}^2}{n \cdot S_{dm}^2} \cdot \tau \quad (3.36a)$$

Nếu cho đồ thị phụ tải bậc thang thì:

$$\Delta A_B = \Delta P_o \cdot T_b + \Delta P_N \cdot \sum_{i=1}^{8760} \frac{S_i^2}{S_{dm}^2} \quad (3.36b)$$

Muốn tính ΔA_B cho các khoảng thời gian khác 1 năm, ví dụ khoảng thời gian T thì phải chú ý tính theo khoảng thời gian này, không thể dùng các công thức cho cả năm ở trên để tính được.

Ví dụ 3.5. Trong trạm hạ áp có một máy biến áp hai cuộn dây $S_{dm} = 10000kVA$, $U_{dm} = 110kV$. Phụ tải cực đại của trạm bằng $20000kVA$, hệ số $\cos\varphi = 0,8$. Thời gian sử dụng cực đại $T_{\max} = 5000h$. Xác định tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong máy biến áp.

MBA có $U_N = 10,5\%$; $\Delta P_N = 60kW$; $\Delta P_o = 14kW$; $I_o = 0,9\%$.

Giải: Tổn thất công suất tác dụng trong máy biến áp:

$$\Delta P_b = \Delta P_0 + \frac{\Delta P_N \cdot S_{\max}^2}{S_{dm}^2} = 14 + \frac{120.20000^2}{25000^2} = 170,8 \text{ kW}$$

Và tổn thất công suất phản kháng:

$$\Delta Q_b = \frac{I_0 \cdot S_{dm}}{100} + \frac{U_N \cdot S_{\max}^2}{100 S_{dm}} + \frac{0,9.25000}{100} + \frac{10,5.20000^2}{100.25000} = 3302 \text{ kVar}$$

Thời gian tổn thất cực đại:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410 \text{ h.}$$

Như vậy tổn thất điện năng trong máy biến áp:

$$\Delta A_B = \Delta P_0 \cdot T_b + \frac{\Delta P_N \cdot S_{\max}^2}{S_{dm}^2} \tau = 14.8760 + \frac{120.20000^2}{25000^2} \cdot 3410 = 818341 \text{ kWh}$$

Nếu có 2 MBA làm việc song song thì:

$$\Delta A_B = 2 \Delta P_0 \cdot T_b + \frac{\Delta P_N \cdot S_{\max}^2}{2 S_{dm}^2} \tau = 29.8760 + \frac{120.20000^2}{25000^2} \cdot 3410 = 790230 \text{ kWh}$$

CÂU HỎI ÔN TẬP

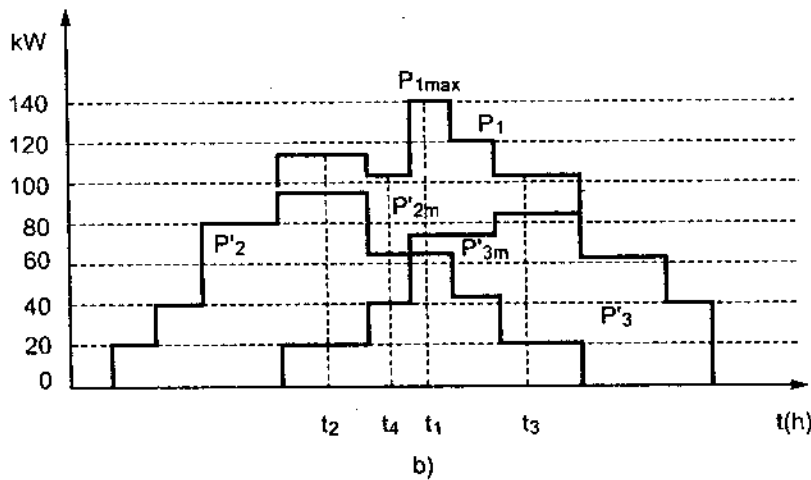
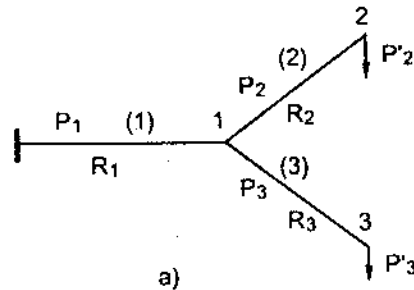
1. Vẽ sơ đồ vectơ điện áp.
2. Ý nghĩa của thành phần dọc trục và ngang trục tổn thất điện áp? Khi nào thì có thể không tính đến thành phần ngang trục?
3. Ảnh hưởng của dung dẫn đường dây đến tổn thất điện áp?
4. Vì sao khi tính tổn thất điện áp và tổn thất công suất, công suất và điện áp phải lấy cùng một điểm trên đường dây?
5. Ảnh hưởng của dung dẫn đường dây đến tổn thất công suất như thế nào?
6. Có mấy cách tính tổn thất điện năng?
7. Khi nào thì có thể tính tổn thất điện năng trên đường dây điện theo τ , hoặc theo I_b khi nào phải tính theo đồ thị phụ tải cụ thể?
8. Vì sao khi tính tổn thất điện năng trong máy biến áp phải sử dụng cả thời gian làm việc của máy biến áp trong năm và $T_{\max}$?

Chương 4

TÍNH TOÁN CHẾ ĐỘ XÁC LẬP CỦA LƯỚI PHÂN PHỐI

4.1. KHÁI NIỆM CHUNG

4.1.1. Các chế độ làm việc của lưới điện



Hình 4.1

Xét lưới điện 10kV trên hình 4.1a gồm 3 đoạn lưới điện (1); (2) và (3) có điện trở $R_1 = R_2 = R_3 = 1,73\Omega$ cấp điện cho hai phụ tải 2 và 3.

Trên hình 4.1b là đồ thị phụ tải của phụ tải 2 và 3, hai đồ thị phụ tải này

không trùng nhau là do tính chất của chúng khác nhau, ví dụ phụ tải 2 là công nghiệp còn phụ tải 3 là dân dụng.

Công suất trên đoạn lưới (2) trùng với công suất phụ tải 2, công suất trên đoạn lưới (3) trùng với công suất phụ tải 3 còn công suất trên đoạn lưới (1) là tổng công suất phụ tải 2 và phụ tải 3:

$$P_1 = P'_2 + P'_3$$

Ta thấy đồ thị phụ tải P'_2 cũng là đồ thị phụ tải của đoạn lưới 2, đồ thị phụ tải P'_3 là đồ thị phụ tải của đoạn lưới 3, còn đồ thị phụ tải của đoạn lưới 1 là P_1 . Như vậy mỗi đoạn lưới điện có đồ thị phụ tải riêng, trong đó hiển nhiên là thời điểm xảy ra công suất max của chúng không trùng nhau về mặt thời gian.

Ta có bảng công suất trên các đường dây ở các thời điểm xảy ra công suất max của từng đoạn lưới:

	t_1	t_2	t_3
Phụ tải 2 – kW	65	95	20
Phụ tải 3 – kW	75	20	85
Đoạn lưới (2) – kW	65	95	20
Đoạn lưới (3) – kW	75	20	85
Đoạn lưới (1) – kW	140	115	105

Từ bảng kết quả ta thấy:

Chế độ max của phụ tải 2 xảy ra ở t_2 : 95kW, chế độ max của phụ tải 3 xảy ra ở t_3 : 85kW.

Công suất max trên 3 đoạn lưới xảy ra ở 3 thời điểm khác nhau:

$$P_{2\max} = 95\text{kW ở } t_2 \text{ và } P_{3\max} = 85\text{kW ở } t_3.$$

Còn $P_{1\max}$ xảy ra ở t_1 :

$$P_{1\max} = P'_{2m} + P'_{3m} = 65 + 75 = 140\text{kW}$$

Ta gọi các chế độ max của từng đoạn lưới là chế độ max riêng của chúng. Chế độ này nói chung không trùng với chế độ max của phụ tải, trừ trường hợp đoạn lưới cấp điện riêng cho 1 phụ tải.

Các công suất max của đoạn lưới được dùng để tính dòng điện max để kiểm tra dây dẫn đã có theo điều kiện phát nóng hoặc chọn tiết diện dây dẫn mới, tính tổn thất điện năng.

Ta tính tổn thất điện áp, tổn thất công suất trên từng đoạn lưới trong 3 thời điểm:

$$\text{Thời điểm } t_1: \Delta U_1 = \frac{P_1 \cdot R_l}{\sqrt{3} U_{dm}} = \frac{140 \cdot 1,73}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14\text{V}; \Delta U_2 = 7,5\text{V}; \Delta U_3 = 6,5\text{V}$$

Tổn thất điện áp từ nguồn đến các nút cuối 2, 3 là:

$$\Delta U_{0-2} = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 21,5V$$

$$\Delta U_{0-3} = \Delta U_1 + \Delta U_3 = 20,5V$$

Tổn thất công suất:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2}{1000 \cdot U_{dm}^2} R_1 = \frac{140^2}{1000 \cdot 10^2} \cdot 1,73 = 0,339kW ;$$

$$\Delta P_2 = 0,097 kW; \Delta P_3 = 0,073kW$$

Tổng tổn thất công suất:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 0,339 + 0,097 + 0,073 = 0,509 kW.$$

Thời điểm t_2 : $\Delta U_1 = 11,5V$; $\Delta U_2 = 9,5V$; $\Delta U_3 = 2V$

$$\Delta U_{0-2} = 21V$$

$$\Delta U_{0-3} = 13,5V$$

$$\Delta P_1 = 0,229 kW; \Delta P_2 = 0,156 kW; \Delta P_3 = 0,007 kW; \Delta P = 0,392 kW$$

Thời điểm t_3 : $\Delta U_1 = 10,5V$; $\Delta U_2 = 2V$; $\Delta U_3 = 8,5V$

$$\Delta U_{0-2} = 12,5V$$

$$\Delta U_{0-3} = 19V$$

$$\Delta P_1 = 0,191kW; \Delta P_2 = 0,007kW; \Delta P_3 = 0,125kW; \Delta P = 0,323kW$$

Từ kết quả ta thấy chế độ của lưới điện ở t_1 có tổn thất điện áp và tổn thất công suất lớn nhất, ta gọi là chế độ max chung của lưới điện, trong trường hợp cụ thể này nó trùng với chế độ max của đoạn lưới 1, là xuất tuyến của lưới điện (đường dây đi ra từ nguồn điện). Chế độ này dùng để tính kiểm tra điện áp và tính tổn thất công suất chung của toàn lưới điện. Trong chế độ max chung, đoạn lưới 2 và đoạn lưới 3 có công suất nhỏ hơn công suất max riêng của chúng, cho nên trong chế độ này không thể dùng công suất trên các đoạn lưới 2, 3 để tính dòng điện max và tổn thất điện năng.

Tóm lại cần phân biệt chế độ max riêng của từng đoạn lưới điện và chế độ max chung của toàn lưới điện. Chế độ max riêng dùng để tính dòng điện max, tổn thất điện năng của từng đoạn lưới. Còn chế độ max chung để tính tổn thất điện áp max và tổn thất công suất max của toàn lưới điện.

4.1.2. Các chế độ và thông số chế độ cần tính toán

1. Các chế độ và thông số cần tính

a) *Chế độ bất kỳ*: Ví dụ xảy ra ở t_4 trên hình 4.1b, trong chế độ này tính được: công suất yêu cầu ở đầu nguồn, điện áp trên các nút tải, tổn thất công suất. Tính toán này phục vụ công tác vận hành trong thời gian thực. Trong quy hoạch thiết kế, nếu biết đồ thị phụ tải có thể tính tổn thất điện năng cho từng chế độ sau đó tổng hợp lại cho toàn lưới điện.

b) *Chế độ max riêng của các đoạn lưới điện*: Tính dòng điện max, tổn thất điện năng của từng đoạn lưới, sau đó tổng hợp thành tổn thất điện năng của toàn lưới điện. Phục vụ chọn hoặc kiểm tra dây dẫn, tính chỉ tiêu kinh tế.

c) *Chế độ max chung của lưới điện*: Tính tổn thất điện áp max, tổn thất công suất max của toàn lưới điện. Kiểm tra khả năng tải theo điện áp, công suất.

d) *Chế độ min hoặc không tải*: Tính điện áp nút phục vụ điều chỉnh điện áp.

2. Khó khăn gặp phải khi tính lưới phân phối, yêu cầu tính toán

Tính toán lưới phân phối là tính chế độ trong tương lai từ mấy chục phút đến hàng chục năm. Do đó đều phải dùng các thông số phụ tải dự báo hoặc tính toán. Khó khăn lớn nhất khi tính toán lưới phân phối là thông số phụ tải không đủ và không chính xác.

– Trong trường hợp điều khiển vận hành trong thời gian thực, có thông số dự báo phụ tải rất ngắn hạn: từ vài chục phút đến vài giờ trong tương lai, nên có thể có thông số khá chính xác của phụ tải để tính chế độ bất kỳ nếu như có thiết bị đo ở mọi điểm phụ tải. Nếu không có thiết bị đo ở mọi điểm thì phải kết hợp đo và tính, sẽ có sai số.

– Trong quy hoạch thiết kế chỉ có thể có: Công suất max của các phụ tải do tính toán từ các thông số về cấu trúc và tính chất phụ tải, hoặc là dự báo kết hợp tính toán. Đồ thị phụ tải phải tra cứu trong cẩm nang (sách tra cứu) và chỉ có rất ít trường hợp có đồ thị này. Có thể có T_{max} từ cẩm nang với sai số rất lớn.

– Trong vận hành: Chỉ có thông số đo được 30 phút ở đầu các xuất tuyến, điện năng bán được trong quá khứ ở các nút tải. Chế độ này được tính cho năm vận hành sau của lưới điện đã có khi phụ tải tăng lên, do đóng thêm phụ tải mới để kiểm tra điện áp.

Yêu cầu tính toán là: Kết quả tính toán phải phản ánh gần đúng nhất hành vi của lưới điện. Dòng công suất, dòng điện hay điện áp tính được phải gần sát nhất so với thực tế. Kết quả tính toán sai nhiều sẽ dẫn đến chọn thiết bị sai, hoặc đánh giá sai tình trạng lưới điện, đều dẫn đến các thiệt hại về kinh tế cho doanh nghiệp điện.

4.1.3. Các giản ước cho phép khi tính toán

1. Dùng điện áp danh định để tính tổn thất điện áp, tổn thất công suất và tổn thất điện năng.

2. Không tính đến ảnh hưởng của tổn thất công suất ở đoạn lưới sau đến đoạn lưới trước. Giả thiết này cho phép dùng *phương pháp cộng phụ tải* khi tính toán, nội dung phương pháp này là khi tính một đoạn lưới điện thì lấy dòng công suất đi qua nó bằng tổng công suất các nút tải do nó cấp điện để tính, bỏ qua tổn thất công suất trên các đoạn lưới sau.

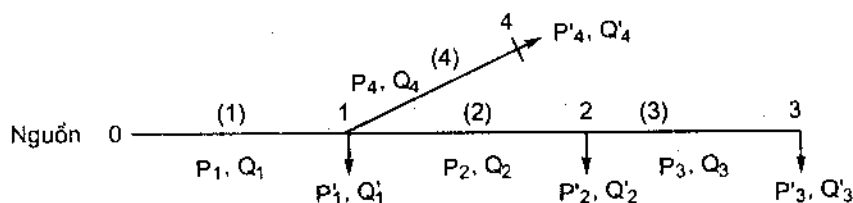
4.2. TÍNH TOÁN CHẾ ĐỘ ĐỐI XỨNG LƯỚI PHÂN PHỐI TRUNG ÁP 3 PHA 3 DÂY

4.2.1. Tính chế độ khi biết giá trị phụ tải ở cùng một thời điểm

Đây chính là chế độ bất kỳ của lưới phân phối đã nói ở trên. Lưới phân phối tính toán có dạng hình tia.

1. Sơ đồ lưới điện

Lưới phân phối điện hình tia có 1 nguồn cung cấp điện, có hình dạng như trên hình 4.2, có số nút và nhánh bằng nhau và bằng N.



Hình 4.2

Nút gồm có:

- Nút nguồn: thanh cái trung áp trạm tăng áp hay trạm trung gian;
- Nút tải, có thể có mấy biến áp phụ tải hoặc không;
- Nút nhánh rẽ;
- Nút nối 2 loại dây khác nhau;
- Nút tụ bù.

Nhánh nối giữa 2 nút, gồm có:

- Nhánh đường dây, gọi là các đoạn lưới;
- Nhánh kháng bù dọc hay tụ bù dọc;
- Nhánh máy điều chỉnh điện áp.

Nút nguồn đánh số 0, các nút khác đánh số từ 1 đến N.

Nhánh đánh số theo nút cuối.

Nút viết số thường, số nhánh để trong dấu ().

Cách đánh số này thuận tiện khi sử dụng chương trình tính toán trên máy tính.

2. Phương pháp tính

a) Phương pháp cộng phụ tải

- * Phương pháp cộng phụ tải là phương pháp gần đúng, đơn giản nhất để tính lưới phân phối với sai số chấp nhận được.

Nội dung phương pháp là: *Phụ tải của 1 nhánh lưới điện bằng tổng công suất các phụ tải được cấp điện qua nhánh đó, bỏ qua tổn thất công suất trên các nhánh lưới điện nối từ nhánh được xét đến các nút tải.*

Số liệu được cho là:

– Cấu trúc lưới điện: điện áp định mức, loại dây, tiết diện, độ dài, số lộ song song, máy biến áp phụ tải: công suất định mức, số máy song song, các thiết bị khác. Từ các số liệu này tính được: thông số đường dây và trạm biến áp;

– Phụ tải của các nút tải: P'_i và Q'_i hoặc P'_i và $\cos\varphi'_i$, $i = 1 \dots N$;

– Điện áp nút nguồn U_0 .

Thông số cần tính là:

– Điện áp các nút tải;

– Công suất yêu cầu đầu đường dây.

Các công thức tính toán phụ tải các nhánh k là:

$$\begin{aligned} P_k &= \sum_{i \in C_k} P'_i; \\ Q_k &= \sum_{i \in C_k} Q'_i; \end{aligned} \quad (4.1)$$

hoặc:
$$Q_k = \sum_{i \in C_k} P'_i \cdot \tan\varphi'_i \quad (4.2)$$

C_k là tập các nút tải i được cấp điện qua nhánh k .

Sau khi tính được phụ tải nhánh ta tính tổn thất điện áp nhánh:

$$\Delta U_k = \frac{P_k R_k + Q_k X_k}{1000 \cdot U_{dd}} \quad [\text{kV}, \text{kW}, \Omega, \text{kVar}, \Omega, \text{kV}] \quad (4.3)$$

Tổn thất điện áp từ nguồn đến các nút tải là:

$$\Delta U_{0-i} = \sum_{k \in D_i} \Delta U_k \quad (4.4)$$

Có thể tính tổn thất điện áp %:

$$\Delta U_{0-i}(\%) = \frac{\Delta U_{0-i}(\text{kV}) \cdot 100}{U_{dd}} \quad (4.5a)$$

Tổn thất điện áp % lớn nhất của lưới điện là:

$$\Delta U(\%)_{\max} = \max \{ \Delta U_{0-i}(\%) \} \quad (4.5b)$$

Điện áp nút i :

$$U_i = U_0 - \Delta U_{0-i} \quad (4.6)$$

Tiếp theo tính tổn thất công suất trên các đoạn lưới

$$\Delta P_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{1000 \cdot U_{dd}^2} R_k \quad [\text{kW}, \text{kW}, \text{kVAr}, \Omega, \text{kV}] \quad (4.7)$$

$$\Delta Q_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{1000 \cdot U_{dd}^2} X_k \quad [\text{kVAr}, \text{kW}, \text{kVAr}, \Omega, \text{kV}] \quad (4.8)$$

$R_k, X_k (\Omega)$ là điện trở và điện kháng các đoạn lưới k.

Tổng tổn thất công suất trên toàn lưới điện:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \sum_{k=1}^N \Delta P_k \\ \Delta Q &= \sum_{k=1}^N \Delta Q_k \end{aligned} \quad (4.9)$$

Công suất yêu cầu ở đầu nguồn:

$$\begin{aligned} P_0 &= \sum_{i=1}^N P'_i + \Delta P \\ Q_0 &= \sum_{i=1}^N Q'_i + \Delta Q \end{aligned} \quad (4.10)$$

Tổn thất công suất %:

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^N P'_i} \cdot 100 \quad (4.11)$$

Ví dụ 4.1. Tính lưới điện 10kV trên hình 4.2, cho biết:

– $U_0 = 10,5 \text{ kV}$;

– Toàn lưới điện dùng dây AC-70; các đoạn lưới lộ đơn có chiều dài là:

$l_1 = 5 \text{ km}; l_2 = 5 \text{ km}; l_3 = 5 \text{ km}; l_4 = 5 \text{ km}$.

– $P'_1 = 270 \text{ kW}; P'_2 = 270 \text{ kW}; P'_3 = 360 \text{ kW}; P'_4 = 450 \text{ kW}$

$Q'_1 = 130,7 \text{ kVAr}; Q'_2 = 167,4 \text{ kVAr}; Q'_3 = 174,2 \text{ kVAr}; Q'_4 = 279 \text{ kVAr}$

xảy ra cùng thời điểm.

Giải:

a) Tính thông số các đoạn lưới

Dây AC-70 có: $r_0 = 0,42 \Omega/\text{km}; x_0 = 0,359 \Omega/\text{km}$.

Tính được: $R_1 = l_1 \cdot r_0 = 5 \cdot 0,42 = 2,1 \Omega; X_1 = l_1 \cdot x_0 = 5 \cdot 0,359 = 1,79 \Omega;$

$R_2 = R_3 = R_4 = R_1 = 2,1 = 2,1 \Omega; X_2 = X_3 = X_4 = X_1 = 1,79 \Omega;$

b) Tính công suất nhánh

$$P_1 = P'_1 + P'_2 + P'_3 + P'_4 = 1350 \text{ kW}$$

$$Q_1 = Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 + Q'_4 = 751,3 \text{ kVAr}$$

$$\begin{aligned}
P_2 &= P'_2 + P'_3 = 270 + 360 = 630 \text{ kW} \\
Q_2 &= Q'_2 + Q'_3 = 167,4 + 174,2 = 341,6 \text{ kVAr} \\
P_3 &= P'_3 = 350 \text{ kW} \\
Q_3 &= Q'_3 = 174,2 \text{ kVAr} \\
P_4 &= P'_4 = 450 \text{ kW} \\
Q_4 &= Q'_4 = 279 \text{ kVAr}
\end{aligned}$$

c) Tính tổn thất điện áp

– Tổn thất điện áp nhánh:

$$\begin{aligned}
\Delta U_1 &= \frac{P_1 R_1 + Q_1 X_1}{1000 U_{dd}} = \frac{1350 \cdot 2,1 + 751,3 \cdot 1,79}{1000 \cdot 10} = 0,418 \text{ kV} \\
\Delta U_2 &= \frac{P_2 R_2 + Q_2 X_2}{1000 U_{dd}} = \frac{630 \cdot 2,1 + 345,6 \cdot 1,79}{1000 \cdot 10} = 0,194 \text{ kV} \\
\Delta U_3 &= \frac{P_3 R_3 + Q_3 X_3}{1000 U_{dd}} = \frac{350 \cdot 2,2 + 174,2 \cdot 1,79}{1000 \cdot 10} = 0,107 \text{ kV} \\
\Delta U_4 &= \frac{P_4 R_4 + Q_4 X_4}{1000 U_{dd}} = \frac{450 \cdot 2,1 + 279 \cdot 1,79}{1000 \cdot 10} = 0,145 \text{ kV}
\end{aligned}$$

– Tổn thất điện áp từ nguồn đến các nút tải 1, 2, 3, 4:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{0-1} &= \Delta U_1 = 0,418 \text{ kV} \\
\Delta U_{0-2} &= \Delta U_1 + \Delta U_2 = 0,418 + 0,194 = 0,612 \text{ kV} \\
\Delta U_{0-3} &= \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = 0,418 + 0,194 + 0,107 = 0,719 \text{ kV} \\
\Delta U_{0-4} &= \Delta U_1 + \Delta U_4 = 0,418 + 0,145 = 0,563 \text{ kV}
\end{aligned}$$

Điện áp các nút:

$$\begin{aligned}
U_1 &= 10,5 - 0,418 = 10,082 \text{ kV} \\
U_2 &= 10,5 - 0,612 = 9,888 \text{ kV} \\
U_3 &= 10,5 - 0,719 = 9,781 \text{ kV} \\
U_4 &= 10,5 - 0,563 = 9,937 \text{ kV}
\end{aligned}$$

Điện áp thấp nhất ở nút 3, tổn thất điện áp % là: $(0,719/10) \cdot 100 = 7,19\%$.

e) Tính tổn thất công suất

$$\begin{aligned}
\Delta P_1 &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000 U_{dd}^2} R_1 = \frac{1350^2 + 751,3^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 50,13 \text{ kW} \\
\Delta Q_1 &= \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000 U_{dd}^2} X_1 = \frac{1350^2 + 751,3^2}{1000 \cdot 10^2} 1,79 = 42,85 \text{ kVAr} \\
\Delta P_2 &= \frac{P_2^2 + Q_2^2}{1000 U_{dd}^2} R_2 = \frac{630^2 + 341,6^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 10,79 \text{ kW}
\end{aligned}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{1000 U_{đl}^2} X_2 = \frac{630^2 + 341,6^2}{1000 \cdot 10^2} 1,79 = 9,22 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{1000 U_{đl}^2} R_3 = \frac{350^2 + 174,2^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 3,36 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{1000 U_{đl}^2} X_3 = \frac{350^2 + 174,2^2}{1000 \cdot 10^2} 1,79 = 2,87 \text{ kVAr}$$

$$P_4 = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{1000 U_{đl}^2} R_4 = \frac{450^2 + 279^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 5,89 \text{ kW}$$

$$Q_4 = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{1000 U_{đl}^2} X_4 = \frac{450^2 + 279^2}{1000 \cdot 10^2} 21,79 = 5,63 \text{ kVAr}$$

Tổng tổn thất công suất:

$$\Delta P = 70,16 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 59,97 \text{ kVAr}$$

Tổn thất công suất tác dụng %:

$$\Delta P(\%) = 70,16 \cdot 100 / 1350 = 5,2\%$$

Công suất yêu cầu ở nguồn:

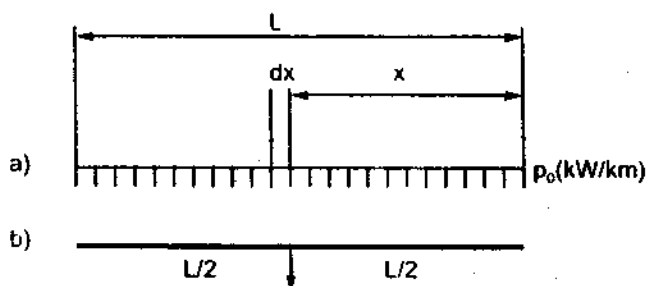
$$P_0 = 1350 + 70,16 = 1420,16 \text{ kW}$$

$$Q_0 = 751,3 + 60 = 811,3 \text{ kVAr}$$

b) Lưới phân phối có phụ tải phân bố đều

Trường hợp đặc biệt của lưới phân phối điện cả trung và hạ áp là trường hợp lưới phân phối điện có phụ tải phân bố đều:

Ta xét đường dây có phụ tải phân bố đều trên hình 4.3a.



Hình 4.3

Mật độ phụ tải là p_0 (kW/km), độ dài của đường dây là L (km), điện trở đơn vị là r_0 (Ω /km).

Trên một phần tử dx của đường dây có tổn thất điện áp là:

$$d\Delta U = \frac{p_0 \cdot x \cdot r_0 \cdot dx}{U_{dd}}$$

Trong đó $p_0 \cdot x$ là công suất yêu cầu trên đoạn x , công suất này đi qua đoạn dx và gây ra tổn thất điện áp, $r_0 \cdot dx$ là điện trở của đoạn dx . Tổn thất điện áp trên toàn đường dây là:

$$\Delta U = \int_0^L \frac{p_0 \cdot x \cdot r_0 \cdot dx}{U_{dd}} = \frac{p_0 \cdot r_0 \cdot L^2}{2U_{dd}} = \frac{P \cdot R}{2 \cdot U_{dd}}$$

Trong đó $P = p_0 \cdot L$ là công suất yêu cầu, $R = r_0 \cdot L$ là tổng trở của đường dây.

Nếu xét cả công suất phản kháng thì:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{2 \cdot U_{dd}} \quad (4.12)$$

Ta thấy, tổn thất điện áp trong lưới phân phối đều bằng 1/2 trường hợp cũng công suất yêu cầu ấy đặt ở cuối đường dây. Điều đó cho phép thay thế đoạn lưới có phụ tải phân bố đều bằng đoạn lưới có phụ tải điểm, cùng công suất nhưng đặt ở giữa đường dây (hình 4.3b).

Xét tổn thất công suất trên đường dây phân bố đều:

Tổn thất trên đoạn dx là:

$$d\Delta P = \frac{(p_0 \cdot x)^2 \cdot r_0 \cdot dx}{U_{dd}^2}$$

Tổn thất trên toàn đường dây là:

$$\Delta P = \int_0^L \frac{(p_0 \cdot x)^2 \cdot r_0 \cdot dx}{U_{dd}^2} = \frac{p_0^2 L^3 r_0}{3U_{dd}^2} = \frac{P^2 R}{3U_{dd}^2}$$

Trong đó $P = p_0 \cdot L$ là tổng công suất yêu cầu bởi phụ tải, $R = Lr_0$ là điện trở đường dây.

Nếu tính cả công suất phản kháng Q thì:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot U_{dd}^2} R \quad (4.13)$$

Như vậy trong trường hợp phụ tải phân bố đều, *tổn thất công suất chỉ bằng 1/3 tổn thất khi phụ tải tập trung ở cuối đường dây.*

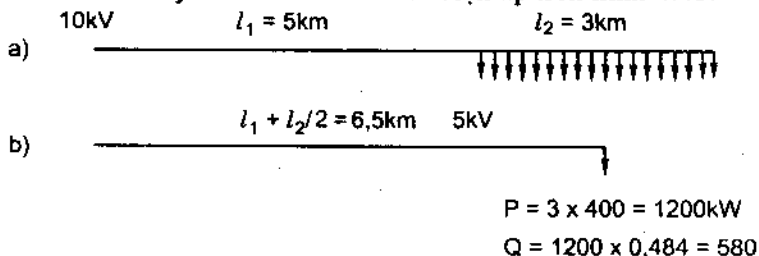
Đường dây có phụ tải phân bố đều không thể thay thế bằng phụ tải tập trung đặt ở vị trí bằng 1/3 L về phía nguồn để tính như đối với điện áp được vì đây là quan hệ phi tuyến.

Ta thấy trong lưới phân phối có một đoạn nào đó phân bố đều, thì để tính tổn thất điện áp có thể thay thế đoạn này bằng phụ tải tập trung ở giữa đoạn, nhưng cũng dùng sơ đồ này để tính tổn thất công suất thì không được.

Ví dụ 4.2. Đường dây 10kV (hình 4.4a), dây AC 70 có $r_0 = 0,46\Omega/\text{km}$; $x_0 = 0,359\Omega/\text{km}$.

Mật độ phụ tải: $p_0 = 400\text{kW}/\text{km}$, $\cos\varphi = 0,9$ ($\text{tg}\varphi = 0,484$). Tính tổn thất công suất trên toàn lưới.

Giải: Sơ đồ thay thế để tính tổn thất điện áp trên hình 4.4b.



Hình 4.4

Thông số của đường dây là:

$$R_1 = 5.0,46 = 2,3\Omega; X_1 = 5.0,359 = 1,795\Omega$$

$$R_2 = 3.0,46 = 1,38\Omega; X_2 = 3.0,359 = 1,077\Omega$$

Thông số đường dây thay thế là:

$$R = 6,5. 0,46 = 2,99\Omega; X = 6,5.0,359 = 2,33\Omega$$

Tính tổn thất điện áp:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{1000U_{\text{dd}}} = \frac{1200.2,99 + 580.2,33}{1000.10} = 0,494\text{kV}$$

Tính tổn thất công suất: tổn thất công suất phải tính cho từng đoạn:

– Đoạn 2 có phụ tải phân bố đều:

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{1000U_{\text{dd}}^2} R_2 = \frac{1200^2 + 580^2}{3.1000.10^2} 1,38 = 9,93\text{kW}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P^2 + Q^2}{1000U_{\text{dd}}^2} X_2 = \frac{1350^2 + 580^2}{3.1000.10^2} 1,077 = 7,20\text{kVAr}$$

– Đoạn 1:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000U_{\text{dd}}^2} R_1 = \frac{1200^2 + 580^2}{1000.10^2} 2,3 = 40,58\text{kW}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000U_{\text{dd}}^2} X_1 = \frac{1350^2 + 580^2}{1000.10^2} 1,795 = 38,75\text{kVAr}$$

Tổng tổn thất công suất là :

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 40,58 + 9,93 = 50,51\text{kW}$$

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 = 38,75 + 7,20 = 45,95\text{kVAr}$$

c) Phương pháp lặp

Các phương pháp lặp Gauss – Seidel, Newton – Raphson và các biến thể của chúng là phương pháp chính xác để tính chế độ xác lập của lưới phân phối.

Tuy nhiên các phương pháp này đòi hỏi phải sử dụng máy tính.

Các phương pháp lặp được áp dụng khi phải tính chính xác chế độ vận hành khi điều khiển vận hành lưới điện theo thời gian thực, khi tính hiệu quả các thiết bị bù... phải tính đến đặc tính tính của phụ tải.

Nội dung phương pháp này được trình bày ở chương 5.

4.2.2. Tính lưới phân phối trung áp theo công suất max của phụ tải

Đây là bài toán thường gặp nhất trong quy hoạch thiết kế lưới phân phối, khi đó công suất max của phụ tải được tính toán cụ thể hoặc được dự báo cho năm thứ t trong tương lai.

1. Tính công suất max trên các đoạn lưới

a) Hệ số tham gia vào đỉnh và hệ số đồng thời

Trong phần 4.1.1 ở mục 4.1 ta có công thức tính phụ tải max của đoạn lưới 1 (hình 4.1):

$$P_{1\max} = P'_{2m} + P'_{3m}$$

P'_{2m} và P'_{3m} gọi là công suất tham gia vào đỉnh chung của phụ tải 2 và 3, được xác định từ $P'_{2\max}$ và $P'_{3\max}$ và hệ số tham gia vào đỉnh K_{d2} của từng phụ tải:

$$\begin{aligned} P'_{2m} &= K_{d2} P'_{2\max} \\ P'_{3m} &= K_{d3} P'_{3\max} \end{aligned} \quad (4.14)$$

$P_{1\max}$ cũng có thể tính theo hệ số đồng thời K_{dt} :

$$P_{1\max} = K_{dt} (P'_{2\max} + P'_{3\max}) \quad (4.15)$$

Hệ số K_{dt} thể hiện quan hệ giữa công suất max của hai phụ tải 2 và 3 với công suất cực đại chung của chúng.

So sánh (4.14) và (4.15) ta được:

$$\begin{aligned} K_{dt} (P'_{2\max} + P'_{3\max}) &= K_{d2} P'_{2\max} + K_{d3} P'_{3\max} \\ \text{Hay: } K_{dt} &= \frac{K_{d2} P'_{2\max} + K_{d3} P'_{3\max}}{P'_{2\max} + P'_{3\max}} = \frac{P_{1\max}}{P'_{2\max} + P'_{3\max}} \end{aligned} \quad (4.16)$$

Từ công thức (4.16) ta thấy rằng hệ số đồng thời chính là giá trị trung bình theo công suất của hệ số tham gia vào đỉnh.

Hệ số tham gia vào đỉnh và hệ số đồng thời được xây dựng theo thống kê lâu dài hoạt động của phụ tải và lưới điện;

Khi số phụ tải riêng biệt ít như ở lưới phân phối hạ áp, tính toán theo hệ số tham gia vào đỉnh cho kết quả chính xác.

Còn khi số phụ tải nhiều lưới phân phối trung áp thì lúc đó hệ số đồng thời sẽ có giá trị ổn định, tính theo hệ số đồng thời sẽ vừa nhanh chóng vừa chính xác.

Dưới đây là giá trị của hệ số tham gia vào đỉnh K_{td} và hệ số đồng thời K_{dt} theo tài liệu Nga.

BẢNG 4.1. HỆ SỐ THAM GIA VÀO ĐỈNH CỦA PHỤ TẢI ĐÔ THỊ

Loại phụ tải	Chất đốt		Loại phụ tải	Chất đốt	
	Điện	Ga		Điện	Ga
Nhà ở	1	0,9	Khách sạn	0,8	0,8
Xí nghiệp dịch vụ	0,4	0,4	Rạp chiếu bóng,		
Cửa hàng	0,5	0,4	nhà hát	0,9	0,9
Trường học	0,5	0,4	Nhà trẻ, mẫu giáo	0,4	0,4
Công sở	0,5	0,4	Bệnh viện	0,5	0,4

BẢNG 4.2. HỆ SỐ THAM GIA VÀO ĐỈNH CỦA PHỤ TẢI NÔNG THÔN

Hệ số tham gia vào đỉnh của phụ tải nông thôn		
Phụ tải	$K_{td-tối}$	$K_{td-sáng}$
Sản xuất	0,6	1
Sinh hoạt – dân dụng	1	0,3 ÷ 0,4
Nhà ở	1	0,6
Hỗn hợp	1	1

Hệ số đồng thời theo tiêu chuẩn Việt Nam, K_{dt} phụ thuộc vào số trạm phân phối đấu vào lưới điện trung áp:

BẢNG 4.3

Số lượng trạm phân phối hạ áp	2	3 ÷ 5	6 ÷ 10	11 ÷ 20	> 20
K_{dt}	1	0,9	0,8	0,75	0,7

Đối với đường dây truyền tải 35 – 110kV hệ số đồng thời phụ thuộc vào số trạm trung gian hoặc số đường dây truyền tải:

BẢNG 4.4

Số trạm trung gian hoặc đường dây	2	3	≥ 4
K_{dt}	0,97	0,95	0,9

Ở lưới điện điện áp cao và siêu cao hệ số đồng thời rất gần 1 do đó có thể xem là = 1 để tính toán, cho phép dùng các phương pháp giải tích lưới điện trên cơ sở

các định luật Kiếc hốp. Tuy nhiên trong một số bài toán vẫn phải xét đến hệ số đồng thời, ví dụ như luận chứng các đường dây liên lạc giữa các vùng của HTĐ.

Giữa phụ tải đô thị và phụ tải công nghiệp cũng có hệ số đồng thời, khi tính công suất trạm 6, 10, 20kV cấp điện cho phụ tải đô thị và công nghiệp thì có thể tính theo bảng sau:

BẢNG 4.5

	Phụ tải công nghiệp/phụ tải đô thị [%]						
Max	20	60	100	150	200	300	400
Sáng	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,95
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,87	0,9
Tối	0,85 – 0,9	0,65 – 0,85	0,55 – 0,8	0,45 – 0,76	0,4 – 0,75	0,3 – 0,7	0,3 – 0,7

Sáng: số trên: đun điện; số dưới: không đun điện.

Tối: số nhỏ: có 1 số xí nghiệp 1 ca; số lớn: chỉ có xí nghiệp 2, 3 ca.

Nếu < 20%: các hệ số đều lấy = 1.

Nếu > 400%: sáng: hệ số 1; tối: có xí nghiệp 1 ca: 0,25; toàn 2, 3 ca: 0,65.

b) Phương pháp tính

Đối với lưới phân phối trung áp, phương pháp tính là: tính theo hệ số đồng thời. Bằng phương pháp này ta tính được công suất max của các đoạn lưới, nghĩa là chế độ max riêng của chúng.

Để tính chế độ max chúng ta phải giả thiết là các chế độ max riêng của các đoạn lưới xảy ra cùng thời điểm, giả thiết này làm cho kết quả tính tổn thất điện áp và kết quả tính tổn thất công suất cao hơn thực tế. Tuy nhiên kết quả này chấp nhận được trong thực tế.

* Tổng công suất max trên đoạn lưới k là:

$$P_k = K_{dk} \sum_{i \in C_k} P_i \quad (4.17a)$$

$$Q_k = K_{dk} \sum_{i \in C_k} Q_i \quad (4.17b)$$

Trong đó: $Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi_i$ (4.17c)

Trong đó: $- P_i, \operatorname{tg} \varphi_i$, là công suất max của nút phụ tải i; K_{dk} là hệ số đồng thời của đoạn lưới k phụ thuộc số lượng trạm phân phối do đoạn lưới k cấp điện.

$- C_k$ là tập các phụ tải do đoạn lưới k cấp điện.

Công suất của đoạn lưới 1 (xuất phát từ nút 0) cũng là công suất yêu cầu lớn nhất của lưới điện đối với nguồn.

Sau khi tính được dòng công suất trên các đoạn lưới, ta tính ΔU , I , ΔP , ΔQ , ΔA cho từng đoạn lưới theo các công thức sau:

* Tổn thất điện áp trên đoạn lưới k là:

$$\Delta U_k = \frac{P_k R_k + Q_k X_k}{1000 U_{dl}} \text{ [kV, kW, kVAr, } \Omega, \text{ kV]} \quad (4.18a)$$

Tổn thất điện áp %:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{dl}} 100 \quad (4.18b)$$

Tổn thất điện áp từ nguồn đến nút i :

$$\Delta U_{0-i} = \sum_{k \in U_i} \Delta U_k \quad (4.19a)$$

Tổn thất điện áp đến các nút trung gian không cần tính vì chúng nhỏ hơn tổn thất điện áp đến các nút cuối.

Tổn thất điện áp lớn nhất của lưới điện là giá trị max trong các ΔU_{0-i}

$$\Delta U_{\max} = \max \{ \Delta U_{0-i} \} \quad (4.19b)$$

$$\text{Điện áp nút } i: U_i = U_0 - \Delta U_{0-i} \quad (4.19c)$$

c) Dòng điện nhánh

Giá trị tuyệt đối của dòng điện trên nhánh k được tính từ P_k và Q_k và U_{dl} theo công thức:

$$I_k = \frac{\sqrt{P_k^2 + Q_k^2}}{\sqrt{3} U_{dl}} = \frac{P_k}{\sqrt{3} U_{dl} \cos \varphi} = \frac{S_k}{\sqrt{3} U_{dl}} \text{ [A, kW, kVAr, kV]} \quad (4.20)$$

$$S_k = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2}$$

* Tổn thất công suất max trên đoạn lưới k tính như sau:

$$\Delta P_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_{dl}^2} R_k \cdot 10^{-3} \text{ [kW, kW, kVAr, } \Omega, \text{ kV]} \quad (4.21a)$$

$$\Delta Q_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_{dl}^2} X_k \cdot 10^{-3} \text{ [kVAr, kW, kVAr, } \Omega, \text{ kV]} \quad (4.21b)$$

$$\Delta P = \sum_{k=1}^N \Delta P_k$$

Cho toàn lưới:

$$\Delta Q = \sum_{k=1}^N \Delta Q_k \quad (4.22)$$

N là tổng số nhánh của lưới phân phối.

$\Delta P_{\Sigma} \%$ – tính theo tổng công suất yêu cầu của phụ tải:

$$\Delta P_{\Sigma} \% = \Delta P_{\Sigma} \cdot 100 / \Sigma P'_k \quad (4.23)$$

Tính theo công suất yêu cầu thực tế (là công suất đoạn lưới 1):

$$\Delta P_{\Sigma} \% = \Delta P_{\Sigma} \cdot 100 / P_1 \quad (4.24)$$

Công suất yêu cầu lớn nhất đối với nguồn là:

$$P_0 = P_1 + \Delta P \quad (4.25a)$$

$$Q_0 = Q_1 + \Delta Q \quad (4.25b)$$

Công suất tổng của trạm trung gian là tổng công suất yêu cầu của các xuất tuyến, nếu như các xuất tuyến đều có số trạm phân phối ứng với hệ số đồng thời nhỏ nhất. Nếu không thì phải tính hệ số đồng thời cho trạm trung gian, rồi tính công suất:

$$P_{TTG} = K_{dt} \sum_{i=1}^N P'_i \quad (4.26)$$

Q_{TTG} tính tương tự như cho 1 đoạn lưới.

Nếu các xuất tuyến chia ra đô thị và công nghiệp thì tính theo hệ số đồng thời giữa 2 loại này theo bảng ở trên.

d) *Tổn thất điện năng trong 1 năm*

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất của đoạn lưới k là:

$$T_{\max k} = \frac{\sum_{i \in C_k} P'_i T'_{\max i}}{P_k} \quad (4.27)$$

$T'_{\max i}$ là thời gian tổn thất công suất lớn nhất của phụ tải nút i
trên đường dây k tính theo:

$$\tau_k = (0,124 + T_{\max k} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (4.28)$$

rồi tính ΔA :

$$\Delta A_k = \Delta P_k \cdot \tau_k$$

$$\Delta A_{\Sigma} = \Sigma \Delta A_k$$

$$\Delta A \% = \Delta A_{\Sigma} \cdot 100 / A_{\Sigma} \quad (4.29)$$

$$A_{\Sigma} = \Sigma P'_i \cdot T'_{\max i} \text{ là tổng điện năng yêu cầu của phụ tải.} \quad (4.30)$$

Chi phí cho tổn thất điện năng là:

$$Y_{\Delta A} = C_A \cdot \Delta A_{\Sigma} \quad (4.31)$$

C_A là giá tiền 1 kWh điện năng tổn thất.

Ví dụ 4.3. Tính lưới điện 10kV trên hình 4.2, cho biết:

– $U_0 = 10,5kV$.

– Công suất max của các phụ tải: $P'_1 = 300\text{kW}$; $P'_2 = 300\text{kW}$; $P'_3 = 400\text{kW}$; $P'_4 = 500\text{kW}$.

– $\cos\varphi_1' = \cos\varphi_3' = 0,9$ ($\text{tg}\varphi_1' = 0,484$); $\cos\varphi_2' = \cos\varphi_4' = 0,85$ ($\text{tg}\varphi_2' = 0,62$);

– $T'_{\max 1} = T'_{\max 3} = 2000\text{h}$; $T'_{\max 2} = T'_{\max 4} = 2500\text{h}$.

– Giá 1kWh điện năng $C_A = 500\text{d/kWh}$.

– Thông số lưới điện đã tính trong ví dụ 4.1:

$R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = 2,1\Omega$; $X_1 = X_2 = X_3 = X_4 = 1,905\Omega$;

Giải:

* Tính công suất nhánh theo bảng hệ số đồng thời Việt Nam

$P_1 = K_{dt}(P'_1 + P'_2 + P'_3 + P'_4) = 0,9(300 + 300 + 400 + 500) = 1350\text{kW}$

$Q'_1 = P'_1 \cdot \text{tg}\varphi_1' = 300 \cdot 0,484 = 145,2\text{kVAr}$

$Q'_2 = P'_2 \cdot \text{tg}\varphi_2' = 300 \cdot 0,62 = 186\text{kVAr}$

$Q'_3 = P'_3 \cdot \text{tg}\varphi_3' = 400 \cdot 0,484 = 193,6\text{kVAr}$

$Q'_4 = P'_4 \cdot \text{tg}\varphi_4' = 500 \cdot 0,62 = 310\text{kVAr}$

$Q_1 = K_{dt}(Q'_1 + Q'_2 + Q'_3 + Q'_4) = 0,9(145,2 + 186 + 193,6 + 310) = 751,3\text{kVAr}$

$P_2 = K_{dt2}(P'_2 + P'_3) = 1 \cdot (300 + 400) = 700\text{kW}$

$Q_2 = K_{dt2}(Q'_2 + Q'_3) = 1 \cdot (186 + 193,6) = 379,6\text{kVAr}$

$P_3 = P'_3 = 400\text{kW}$

$Q_3 = Q'_3 = 193,6\text{kVAr}$

$P_4 = P'_4 = 500\text{kW}$

$Q_4 = Q'_4 = 310\text{kVAr}$

* Tính tổn thất điện áp

– Tổn thất điện áp nhánh:

$$\Delta U_1 = \frac{P_1 \cdot R_1 + Q_1 \cdot X_1}{1000 \cdot U_{dl}} = \frac{1350 \cdot 2,1 + 751,3 \cdot 1,905}{1000 \cdot 10} = 0,427\text{kV}$$

$$\Delta U_2 = \frac{P_2 \cdot R_2 + Q_2 \cdot X_2}{1000 \cdot U_{dl}} = \frac{700 \cdot 2,1 + 379,6 \cdot 1,905}{1000 \cdot 10} = 0,219\text{kV}$$

$$\Delta U_3 = \frac{P_3 \cdot R_3 + Q_3 \cdot X_3}{1000 \cdot U_{dl}} = \frac{400 \cdot 2,1 + 193,6 \cdot 1,905}{1000 \cdot 10} = 0,121\text{kV}$$

$$\Delta U_4 = \frac{P_4 \cdot R_4 + Q_4 \cdot X_4}{1000 \cdot U_{dl}} = \frac{500 \cdot 2,1 + 310 \cdot 1,905}{1000 \cdot 10} = 0,164\text{kV}$$

– Tổn thất điện áp từ nguồn đến các nút tải 1, 2, 3, 4:

$$\Delta U_{0-1} = \Delta U_1 = 0,427\text{kV}$$

$$\Delta U_{0-2} = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 0,427 + 0,219 = 0,646 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{0-3} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = 0,427 + 0,219 + 0,121 = 0,767 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{0-4} = \Delta U_1 + \Delta U_4 = 0,427 + 0,164 = 0,591 \text{ kV}$$

Điện áp các nút:

$$U_1 = 10,5 - 0,427 = 10,073 \text{ kV}$$

$$U_2 = 10,5 - 0,646 = 9,854 \text{ kV}$$

$$U_3 = 10,5 - 0,767 = 9,733 \text{ kV}$$

$$U_4 = 10,5 - 0,6346 = 9,8654 \text{ kV}$$

Điện áp thấp nhất ở nút 3, tổn thất điện áp % là: $(0,767 \cdot 100 / 10) = 7,67\%$.

* Tính dòng điện nhánh

$$I_1 = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{\sqrt{3} U_{\text{đl}}} = \frac{\sqrt{1350^2 + 751,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,20 \text{ A}$$

$$I_2 = \frac{\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}}{\sqrt{3} U_{\text{đl}}} = \frac{\sqrt{700^2 + 379,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,98 \text{ A}$$

$$I_3 = \frac{\sqrt{P_3^2 + Q_3^2}}{\sqrt{3} U_{\text{đl}}} = \frac{\sqrt{400^2 + 193,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 25,66 \text{ A}$$

$$I_4 = \frac{\sqrt{P_4^2 + Q_4^2}}{\sqrt{3} U_{\text{đl}}} = \frac{\sqrt{500^2 + 310^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 33,97 \text{ A}$$

* Tính tổn thất công suất

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000 \cdot U_{\text{đl}}^2} R_1 = \frac{1350^2 + 751,3^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 50,13 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{1000 \cdot U_{\text{đl}}^2} X_1 = \frac{1350^2 + 751,3^2}{1000 \cdot 10^2} 1,905 = 45,47 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{1000 \cdot U_{\text{đl}}^2} R_2 = \frac{700^2 + 379,6^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 13,32 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{1000 \cdot U_{\text{đl}}^2} X_2 = \frac{700^2 + 379,6^2}{1000 \cdot 10^2} 1,905 = 12,08 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{1000 \cdot U_{\text{đl}}^2} R_3 = \frac{400^2 + 193,6^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 4,15 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{1000 \cdot U_{dt}^2} X_3 = \frac{400^2 + 193,6^2}{1000 \cdot 10^2} 1,905 = 3,76 \text{ kVAr}$$

$$\Delta P_4 = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{1000 \cdot U_{dt}^2} R_4 = \frac{500^2 + 310^2}{1000 \cdot 10^2} 2,1 = 7,27 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_4 = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{1000 \cdot U_{dt}^2} X_4 = \frac{500^2 + 310^2}{1000 \cdot 10^2} 1,905 = 6,59 \text{ kVAr}$$

Tổng tổn thất công suất:

$$\Delta P = 74,86 \text{ kW}$$

$$\Delta Q = 67,91 \text{ kVAr}$$

Tổn thất công suất tác dụng %:

$$\Delta P(\%) = 74,86 \cdot 100 / 1500 = 4,99\%$$

Công suất yêu cầu ở nguồn:

$$P_0 = 1350 + 74,86 = 1424,86 \text{ kW}$$

$$Q_0 = 751,3 + 67,91 = 819,21 \text{ kVAr}$$

Nhận xét: Công suất yêu cầu ở nguồn nhỏ hơn tổng công suất yêu cầu max của phụ tải, đó là do các công suất max này không xảy ra đồng thời.

* Tính tổn thất điện năng trong 1 năm

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất của đoạn lưới 1 là:

$$\begin{aligned} T_{\max 1} &= \frac{P'_1 T'_{\max 1} + P'_2 T'_{\max 2} + P'_3 T'_{\max 3} + P'_4 T'_{\max 4}}{P_1} \\ &= \frac{300 \cdot 2000 + 300 \cdot 2500 + 400 \cdot 2000 + 500 \cdot 2500}{1350} = 2518 \text{ h} \end{aligned}$$

τ_1 tính theo:

$$\tau_1 = (0,124 + T_{\max 1} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 2518/10000)^2 \cdot 8760 = 1237 \text{ h}$$

$$\Delta A_1 = \Delta P_1 \cdot \tau_1 = 50,13 \cdot 1237 = 62001 \text{ kWh}$$

$$T_{\max 2} = \frac{P'_2 T'_{\max 2} + P'_3 T'_{\max 3}}{P_2} = \frac{300 \cdot 2500 + 400 \cdot 2000}{700} = 2214 \text{ h}$$

$$\tau_2 = (0,124 + T_{\max 2} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 2286/10000)^2 \cdot 8760 = 1045 \text{ h}$$

$$\Delta A_2 = \Delta P_2 \cdot \tau_2 = 13,32 \cdot 1045 = 14920 \text{ kWh}$$

$$T_{\max 3} = \frac{P'_3 T'_{\max 3}}{P_3} = \frac{400 \cdot 2000}{400} = 2000 \text{ h}$$

$$\tau_3 = (0,124 + T_{\max 3} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 2000/10000)^2 \cdot 8760 = 920 \text{ h}$$

$$\Delta A_3 = \Delta P_3 \cdot \tau_3 = 4,15.920 = 3818 \text{ kWh}$$

$$T_{\max 4} = \frac{P'_4 T'_{\max 4}}{P_4} = \frac{500.2500}{500} = 2500 \text{ h}$$

$$\tau_4 = (0,124 + T'_{\max 4} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 2500/10000)^2 \cdot 8760 = 1225 \text{ h}$$

$$\Delta A_4 = \Delta P_4 \cdot \tau_4 = 7,27.1225 = 8884 \text{ kWh}$$

$$\Delta A = \Delta A_1 + \Delta A_2 + \Delta A_3 + \Delta A_4 = 62001 + 14920 + 3818 + 8884 = 89623 \text{ kWh}$$

Tổng điện năng yêu cầu:

$$A = \sum_1^N P'_i \cdot T'_{\max i} = 300.2000 + 3000.2500 + 400.2000 + 500.2500 = 3400000 \text{ kWh}$$

$$\Delta A(\%) = \frac{89623}{3400000} \cdot 100 = 2,64\%$$

Chi phí cho tổn thất điện năng 1 năm là:

$$Y_{AA} = C_A \cdot \Delta A = 500 \cdot 89623 = 45811500 \text{ đ}$$

4.2.3. Tính lưới phân phối biết công suất max chung

Công suất max chung chính là công suất max của đoạn lưới 1. Biết công suất max chung P_1 , biết công suất max của các nút tải là P'_i . Giả thiết đồ thị phụ tải của tất cả các nút tải giống nhau, như vậy tỷ lệ công suất của các phụ tải này ở chế độ max chung là như nhau, ta tính công suất các nút tải ở thời điểm max chung (công suất tham gia vào đỉnh) như sau:

$$P'_{im} = P_1 \frac{P'_i}{\sum_{i=1}^N P'_i} \quad (4.32)$$

Sau khi có công suất nút tải, ta áp dụng phương pháp cộng phụ tải hay các phương pháp lập đã trình bày trong mục 4.1 để tính.

Ví dụ 4.4. Sơ đồ lưới điện trên hình 4.1. Cho biết $P'_1 = 300 \text{ kW}$; $P'_2 = 300 \text{ kW}$; $P'_3 = 400 \text{ kW}$; $P'_4 = 500 \text{ kW}$; $\cos \varphi'_1 = \cos \varphi'_3 = 0,85$; $\cos \varphi'_2 = \cos \varphi'_4 = 0,9$; $P_1 = 1350 \text{ kW}$; $Q_1 = 751,3 \text{ kVar}$.

Ta tính công suất tham gia vào đỉnh của các nút tải:

$$P'_{1m} = P_1 \frac{P'_1}{\sum_{i=1}^N P'_i} = 1350 \cdot \frac{300}{1500} = 270 \text{ kW};$$

$$P'_{2m} = 270 \text{ kW}; \quad P'_{3m} = 360 \text{ kW}; \quad P'_{4m} = 450 \text{ kW}$$

$$Q'_{im} = Q_i \frac{Q'_i}{\sum_{i=1}^N Q'_i} = 751,3 \frac{145,2}{834,8} = 130,7 \text{ kVar};$$

$$Q'_{2m} = 167,4 \text{ kVar}; Q'_{3m} = 174,2 \text{ kVar}; Q'_{4m} = 279 \text{ kVar}$$

Kết quả tính toán tiếp theo đã được thực hiện trong ví dụ 4.1.

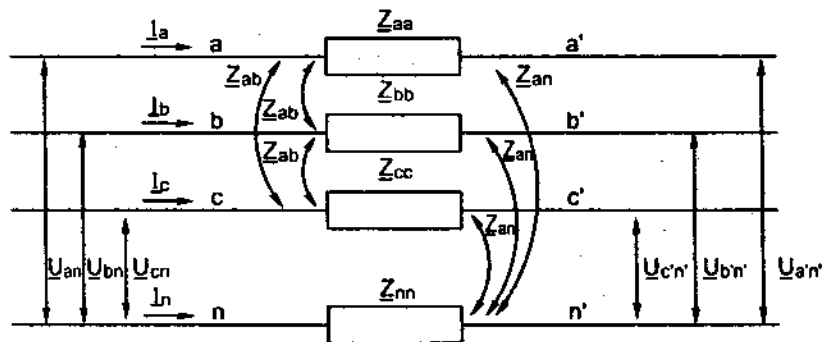
Trong thực tế phụ tải max chung có thể:

- Lấy theo số liệu đo ở đầu đường dây;
- Có thể tính từ công suất max của các nút tải và hệ số đồng thời.

4.3. TÍNH TOÁN LƯỚI PHÂN PHỐI TRUNG ÁP 3 PHA 4 DÂY

4.3.1. Tổn thất điện áp trên 1 đoạn lưới phân phối

Xét một đoạn lưới 3p4 trên hình 4.5.



Hình 4.5

Các pha là a, b, c có dòng điện I_a, I_b, I_c . Dây trung tính là n có dòng điện I_n . Điện áp pha giữa các pha và trung tính ở đầu và cuối đoạn lưới là: $\underline{U}_{an}, \underline{U}_{bn}, \underline{U}_{cn}, \underline{U}_{a'n'}, \underline{U}_{b'n'}, \underline{U}_{c'n'}$.

Giả thiết: tổng trở riêng của các dây pha bằng nhau:

$$\underline{Z}_{aa} = \underline{Z}_{bb} = \underline{Z}_{cc}$$

tổng dẫn tương hỗ giữa các dây pha bằng nhau:

$$\underline{Z}_{ab} = \underline{Z}_{bc} = \underline{Z}_{ca}$$

và tổng dẫn tương hỗ giữa dây trung tính và các dây pha bằng nhau:

$$\underline{Z}_{an} = \underline{Z}_{bn} = \underline{Z}_{cn}$$

$$\underline{U}_{an} = \underline{Z}_{aa} \cdot I_a + \underline{Z}_{ab} \cdot I_b + \underline{Z}_{ac} \cdot I_c + \underline{Z}_{an} \cdot I_n + \underline{U}_{a'n'} - (\underline{Z}_{nn} \cdot I_n + \underline{Z}_{na} \cdot I_a + \underline{Z}_{nb} \cdot I_b + \underline{Z}_{nc} \cdot I_c) \quad (4.33)$$

Từ phương trình trên ta có tổn thất điện áp pha:

$$\Delta \underline{U}_{ra} = \underline{U}_{an} - \underline{U}_{a'n'} = (\underline{Z}_{aa} - \underline{Z}_{nn}) I_a + (\underline{Z}_{ab} - \underline{Z}_{nn}) (I_b + I_c) + (\underline{Z}_{an} - \underline{Z}_{nn}) I_n \quad (4.34a)$$

Tương tự cho pha b, c:

$$\Delta \underline{U}_{tb} = \underline{U}_{bn} - \underline{U}_{b'n'} = (\underline{Z}_{ba} - \underline{Z}_{an})\underline{I}_b + (\underline{Z}_{ab} - \underline{Z}_{an})(\underline{I}_a + \underline{I}_c) + (\underline{Z}_{an} - \underline{Z}_{nn})\underline{I}_n \quad (4.34b)$$

$$\Delta \underline{U}_{tc} = \underline{U}_{cn} - \underline{U}_{c'n'} = (\underline{Z}_{ca} - \underline{Z}_{an})\underline{I}_c + (\underline{Z}_{cb} - \underline{Z}_{an})(\underline{I}_a + \underline{I}_b) + (\underline{Z}_{an} - \underline{Z}_{nn})\underline{I}_n \quad (4.34c)$$

Xét mạch vòng pha a – trung tính:

$$\text{Ta biết:} \quad \underline{I}_n = -(\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c) \quad (4.35)$$

Thay $\underline{I}_n$ theo (4.35) vào (4.34):

$$\Delta \underline{U}_{ta} = \underline{U}_{an} - \underline{U}_{a'n'} = (\underline{Z}_{aa} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_a + (\underline{Z}_{ab} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_b + (\underline{Z}_{ac} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_c \quad (4.36a)$$

$$\Delta \underline{U}_{tb} = \underline{U}_{bn} - \underline{U}_{b'n'} = (\underline{Z}_{ab} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_a + (\underline{Z}_{aa} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_b + (\underline{Z}_{cb} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_c \quad (4.36b)$$

$$\Delta \underline{U}_{tc} = \underline{U}_{cn} - \underline{U}_{c'n'} = (\underline{Z}_{ac} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_a + (\underline{Z}_{cb} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_b + (\underline{Z}_{aa} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an})\underline{I}_c \quad (4.36c)$$

Đặt:

$$\underline{Z}_s = \underline{Z}_{aa} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an} = R_s + jX_s \text{ tổng trở riêng của mạch pha – trung tính} \quad (4.37)$$

$$\underline{Z}_m = \underline{Z}_{ab} + \underline{Z}_{nn} - 2\underline{Z}_{an} = R_m + jX_m \text{ tổng trở tương hỗ của pha i với mạch pha – trung tính.}$$

$$\text{Trong đó:} \quad R_s = (R_{ao} + R_{no})l \quad (4.38a)$$

$$R_m = R_{no}l \quad (4.38b)$$

$$X_s = (X_{ao0} + X_{no0} - 2.X_{ano})l \quad (4.39a)$$

$$X_m = (X_{abo} + X_{no0} - 2.X_{ano})l \quad (4.39b)$$

l : chiều dài đoạn lưới điện – km.

R_{ao} : điện trở dây pha – [Ω/km]; R_{no} : điện trở dây trung tính – [Ω/km].

Cảm kháng riêng các pha:

$$X_{ao0} \approx 0,145.lg \frac{D_s}{r} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (4.40a)$$

Cảm kháng riêng dây trung tính:

$$X_{no0} \approx 0,145.lg \frac{D_s}{r_n} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (4.40b)$$

Cảm kháng tương hỗ giữa dây trung tính và các dây pha:

$$X_{ano} = 0,145.lg \frac{D_s}{D_{an}} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (4.40c)$$

Cảm kháng tương hỗ giữa các dây pha:

$$X_{abo} = 0,145.lg \frac{D_s}{D} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (4.40d)$$

$D_s = 1000\text{m}$ đây là khoảng cách đủ bao cả phần đất tham gia vào quá trình tải điện.

$D = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$: khoảng cách trung bình hình học giữa các dây pha – m.

D_{an} : khoảng cách trung bình giữa các dây pha và dây trung tính.

r : bán kính dây pha – mm.

r_n : bán kính dây trung tính – mm.

Dòng điện pha i ($i = a, b, c$) tính theo công suất:

$$I_i = \frac{P_i}{U_{\text{dd}} \cdot \cos \varphi_i} \quad [\text{A, kW, kV}] \quad (4.41)$$

P_i là công suất cuối đoạn lưới – kW; U_{dd} – điện áp pha = $U_{\text{dd}} / \sqrt{3}$; U_{dd} – điện áp dây danh định – kV.

Ta được:

$$\begin{aligned} \Delta U_{fa} &= Z_a \cdot I_a + Z_m (I_b + I_c) \\ \Delta U_{fb} &= Z_b \cdot I_b + Z_m (I_a + I_c) \end{aligned} \quad (4.42)$$

$$\Delta U_{fc} = Z_c \cdot I_c + Z_m (I_a + I_b)$$

Nếu biết góc giữa I_a và $U_{a'n}$ là φ_{AA}

Nếu biết góc giữa I_b và $U_{a'n}$ là φ_{BA}

Nếu biết góc giữa I_c và $U_{a'n}$ là φ_{CA}

Thì thành phần dọc trục của tổn thất điện áp là:

$$\Delta U_{fa} = I_a \cdot \cos \varphi_{AA} \cdot R_s + (I_b \cdot \cos \varphi_{BA} + I_c \cdot \cos \varphi_{CA}) R_m - I_a \cdot \sin \varphi_{AA} \cdot X_s - (I_b \cdot \sin \varphi_{BA} + I_c \cdot \sin \varphi_{CA}) \cdot X_m$$

Tương tự cho pha b, c

$$\Delta U_{fb} = I_b \cdot \cos \varphi_{BB} \cdot R_s + (I_c \cdot \cos \varphi_{CB} + I_a \cdot \cos \varphi_{AB}) R_m - I_b \cdot \sin \varphi_{BB} \cdot X_s - (I_c \cdot \sin \varphi_{CB} + I_a \cdot \sin \varphi_{AB}) \cdot X_m$$

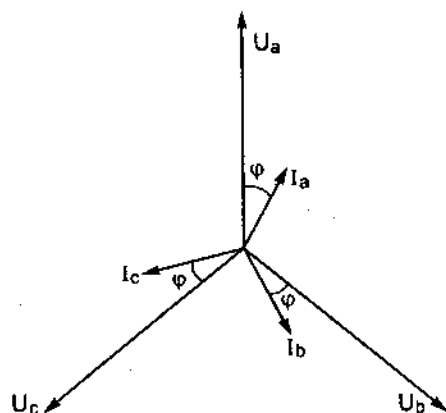
$$\Delta U_{fc} = I_c \cdot \cos \varphi_{CC} \cdot R_s + (I_a \cdot \cos \varphi_{AC} + I_b \cdot \cos \varphi_{BC}) R_m - I_c \cdot \sin \varphi_{CC} \cdot X_s - (I_a \cdot \sin \varphi_{AC} + I_b \cdot \sin \varphi_{BC}) \cdot X_m \quad (4.43)$$

Nếu góc φ của dòng điện và điện áp tương ứng bằng nhau (hình 4.6), góc giữa U_{fb} và $U_{fa} = 120^\circ$, giữa U_{fc} và $U_{fa} = -120^\circ$ thì $\varphi_{AA} = \varphi$; $\varphi_{BA} = -120^\circ - \varphi$; $\varphi_{CA} = 120^\circ - \varphi$

Khi đó ta có:

$$\begin{aligned} \Delta U_{fa} &= I_a \cdot \cos \varphi \cdot R_s + [I_b \cdot \cos(-120^\circ - \varphi) + I_c \cdot \cos(120^\circ - \varphi)] \cdot R_m - I_a \cdot \sin \varphi \cdot X_s - \\ & - [I_b \cdot \sin(-120^\circ - \varphi) + I_c \cdot \sin(120^\circ - \varphi)] \cdot X_m \end{aligned}$$

Tương tự cho pha b, c:



Hình 4.6

$$\Delta U_{fb} = I_b \cdot \cos \varphi \cdot R_s + [I_c \cdot \cos(-120^\circ - \varphi) + I_a \cdot \cos(120^\circ - \varphi)] \cdot R_m - I_b \cdot \sin \varphi \cdot X_s - [I_c \cdot \sin(-120^\circ - \varphi) + I_a \cdot \sin(120^\circ - \varphi)] \cdot X_m$$

$$\Delta U_{fc} = I_c \cdot \cos \varphi \cdot R_s + [I_a \cdot \cos(-120^\circ - \varphi) + I_b \cdot \cos(120^\circ - \varphi)] \cdot R_m - I_c \cdot \sin \varphi \cdot X_s - [I_a \cdot \sin(-120^\circ - \varphi) + I_b \cdot \sin(120^\circ - \varphi)] \cdot X_m \quad (4.44)$$

Trong các công thức tính tổn thất điện áp, đơn vị tính dòng điện là A, tổng trở là Ω thì tổn thất điện áp là V.

Ví dụ 4.5. Cho biết: dây pha là AC-120: $R_0 = 0,27\Omega/\text{km}$; $r = 7,6\text{mm}$

dây trung tính là AC-70: $R_0 = 0,46\Omega/\text{km}$; $r_n = 5,7\text{mm}$.

$D_{an} = 7\text{m}$; $D = 2,5\text{m}$

$U_{dd} = 22\text{kV}$; $U_{tdd} = 12,7\text{kV}$; $l = 1\text{km}$.

$P_a = 1000\text{kW}$; $\cos \varphi_a = 0,9$; $P_b = 1100\text{kW}$, $\cos \varphi_b = 0,9$; $P_c = 1050\text{kW}$, $\cos \varphi_c = 0,9$;

Tính tổn thất điện áp trên các pha.

Giải:

Dòng điện các pha:

$$I_a = \frac{P_a}{U_{tdd} \cdot \cos \varphi_a} = \frac{1000}{12,7 \cdot 0,9} = 87,49\text{A}$$

$$I_b = 96,24\text{A}; I_c = 91,86\text{A}.$$

Theo (4.40) tính được:

$$X_{aa} = 1 \cdot X_{aa0} = 0,7859; X_{ab} = 1 \cdot X_{ab0} = 0,4086; X_{an} = 1 \cdot X_{an0} = 0,3125; X_{nn} = 1 \cdot X_{nn0} = 0,804;$$

$$X_s = X_{aa} + X_{nn} - 2 \cdot X_{an} = 0,9650\Omega; X_m = X_{ab} + X_{nn} - 2 \cdot X_{an} = 0,588\Omega$$

Theo (4.44) tính được:

$$\Delta U_{fa} = 32,498\text{V};$$

$$\Delta U_{fb} = 44,857\text{V};$$

$$\Delta U_{fc} = 34,937\text{V}.$$

4.3.2. Tính lưới phân phối 3p4 theo công suất max của phụ tải

Tổn thất điện áp và tổn thất công suất trong chế độ max chung của lưới phân phối 3p4 được tính như ở lưới phân phối 3p3 theo một trong hai cách sau:

– Theo công suất max của phụ tải với giả thiết chế độ max riêng của các đoạn lưới xảy ra đồng thời.

– Theo công suất max chung, phương pháp phân chia công suất cho các nút tải cũng như với lưới phân phối 3p3.

Công suất trên các đoạn lưới phải tính riêng cho từng pha. Sau đó tính tổn thất điện áp cho từng đoạn lưới điện theo phương pháp đã trình bày trong mục 4.3.1.

Dưới đây trình bày phương pháp tính theo công suất max của phụ tải:

1. Dòng công suất trên các đoạn lưới

$$P_{kj} = K_{dik} \sum_{i \in C_{kj}} P'_i \quad (4.45a)$$

$$Q_{kj} = K_{dik} \sum_{i \in C_{kj}} Q'_i \quad (4.45b)$$

$$j = a, b, c$$

C_{kj} : tập các phụ tải do pha j nhánh k cấp điện.

2. Tính tổn thất điện áp

Tổn thất điện áp trên từng đoạn lưới được tính theo các công thức trong mục 4.31.

Tổn thất điện áp từ nguồn đến từng nút tải i cho từng pha a, b, c là:

$$\Delta U_{0-i} = \sum_{k \in D_{0i}} \Delta U_{kj}$$

ΔU_{kj} là tổn thất điện áp trên pha j đoạn lưới k.

3. Tổn thất công suất trên pha j đoạn lưới k

$$\Delta P_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U_{fdl}^2} R_{kj} \cdot 10^{-3} [\text{kW}, \text{kW}, \text{kVAr}, \Omega, \text{kV}] \quad (4.46a)$$

$$\Delta Q_{kj} = \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U_{fdl}^2} X_{kj} \cdot 10^{-3} [\text{kVAr}, \text{kW}, \text{kVAr}, \Omega, \text{kV}] \quad (4.46b)$$

Tổng tổn thất công suất:

$$\Delta P = \sum_{k=1}^N \sum_{j=a,b,c} \Delta P_{kj} \quad (4.46c)$$

4. Tính tổn thất điện năng

Thời gian tổn thất công suất lớn nhất của pha j, đoạn lưới k là:

$$T_{\max kj} = \frac{\sum_{i \in C_{kj}} P'_i T'_{\max ij}}{P_{kj}} \quad (4.47)$$

$T'_{\max i}$ là thời gian tổn thất công suất lớn nhất của phụ tải nút i.

τ_k trên đường dây k tính theo:

$$\tau_k = (0,124 + T_{\max k} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (4.48)$$

$$\Delta A_{kj} = \Delta P_{kj} \cdot \tau_{kj} \quad (4.49)$$

Tổng tổn thất điện năng là:

$$\Delta A = \sum_{k=1}^N \sum_{j=a,b,c} \Delta A_{kj} \quad (4.50)$$

4.3.3. Tính lưới phân phối 3p4 khi phụ tải phân bố đều

Nếu biết chắc chắn phụ tải được phân đều cho các pha sao cho tổn thất điện áp trên từng pha bằng nhau, thì có thể thay thế lưới điện 3p4 bằng lưới điện 3p3 tương đương để tính tổn thất điện áp.

Khi đó mỗi phụ tải 1 pha đều được coi là 3 pha sau đó tính lưới điện như là tính lưới 3p3. Chỉ có khác là phải dùng điện áp pha để tính.

Bằng cách này chỉ tính được tổn thất điện áp. Để phân pha cho các phụ tải, tính cho chế độ max, cho một phân pha ban đầu, tính tổn thất điện áp cho các pha theo cách tính trong mục 4.3.1 hay tính theo cách dùng lưới phân phối 3p3 đẳng trị. Nếu tổn thất điện áp các pha lệch nhau nhiều thì hiệu chỉnh phân pha ban đầu rồi tính lại cho đến khi đạt kết quả.

4.4. TÍNH LƯỚI PHÂN PHỐI HẠ ÁP

4.4.1. Lưới hạ áp 3 pha đối xứng

Nếu đường trục 3 pha có các nhánh cũng 3 pha có phụ tải trên các pha bằng nhau thì có thể xem là lưới điện 3 pha đối xứng, dòng trong dây trung tính không đáng kể.

Lưới phân phối hạ áp được tính theo hệ số tham gia vào đỉnh.

Công suất đỉnh tối hoặc đỉnh sáng của 1 đoạn lưới k được tính theo công thức:

$$P_k = \sum_{i \in C_k} K_{\text{đi}} P_i \quad (4.51a)$$

$$\text{tg}\varphi_k = \sum_{i \in C_k} P_i \text{tg}\varphi_i / \sum P_i$$

$$Q_k = P_k \text{tg}\varphi_k \quad (4.51b)$$

Hoặc: $Q_k = \sum K_{\text{đi}} Q_i \quad (4.51c)$

C_k là tập phụ tải do đoạn lưới k cung cấp điện; $K_{\text{đi}}$ là hệ số tham gia vào đỉnh của phụ tải i.

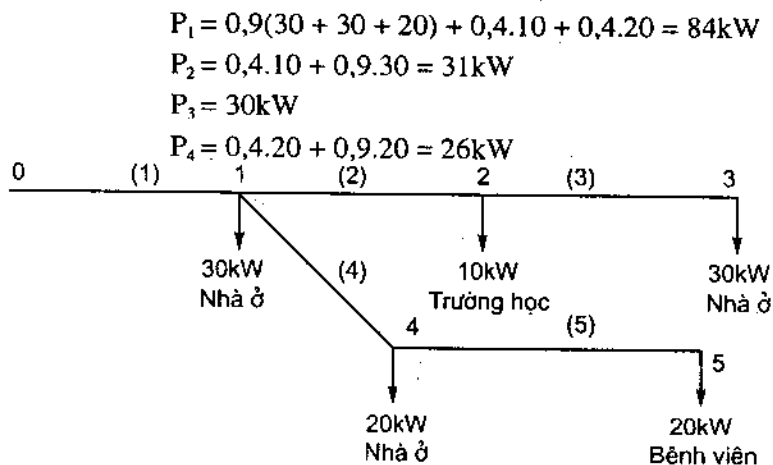
Công suất của một trạm phân phối (TPP) cũng tính theo công thức trên, tính cho tất cả các phụ tải do TPP cấp điện.

Từ các công thức trên có một nhận xét đáng chú ý sau: Đường dây hạ áp cung cấp điện cho phụ tải hỗn hợp hiệu quả hơn là cung cấp điện cho phụ tải đồng nhất: cùng một khả năng tải nhưng cung cấp được nhiều điện năng hơn...

Ví dụ 4.6. Tính công suất trên các đoạn lưới cho lưới điện trên hình 4.7.

Giải: Phụ tải max trên mỗi đoạn lưới tính theo hệ số tham gia vào đỉnh trong bảng 4.1 mục 4.2.2.1:

Giả thiết dun bằng ga:



Hình 4.7:

4 đoạn lưới trên có phụ tải max vào tối vì tỷ trọng cao của phụ tải nhà ở, riêng đoạn lưới 5 cấp điện cho riêng bệnh viện sẽ có phụ tải max vào sáng:

$$P_5 = 20\text{kW}$$

Nếu không tính theo hệ số tham gia vào đỉnh mà cộng thẳng các phụ tải thì công suất trên đoạn lưới 1 là 110kW, thiết kế lưới theo công suất này sẽ gây tốn thất kinh tế.

Nếu biết giá trị của phụ tải ở cùng một thời điểm thì có thể tính theo hệ số tham gia vào đỉnh = 1.

4.4.2. Tính lưới phân phối hạ áp không đối xứng

Lưới hạ áp không đối xứng là đường dây hạ áp trên đó là các phụ tải 1 pha. Cách tính lưới điện này giống như tính cho lưới phân phối trung áp 3p4.

Riêng bài toán bố trí đèn đường (hình 4.8) với giả thiết $\cos\varphi = 1$; $\sin\varphi = 0$ có thể tính đơn giản như sau:

Thay vào công thức 4.44 các giá trị $\cos\varphi$ và $\sin\varphi$ ta được:

$$\begin{aligned}\Delta U_{Ia} &= M_A (R_o + R_{Iio}) - 0,5 (M_B + M_C) R_{Iio} \\ \Delta U_{Ib} &= M_B (R_o + R_{Iio}) - 0,5 (M_A + M_C) R_{Iio} \\ \Delta U_{Ic} &= M_C (R_o + R_{Iio}) - 0,5 (M_B + M_A) R_{Iio}\end{aligned}\quad (4.52)$$

Trong các công thức trên:

$$M_A = \sum I_{Ai} \cdot l_i; M_B = \sum I_{Bi} \cdot l_i; M_C = \sum I_{Ci} \cdot l_i \quad (4.53)$$

M_A, M_B, M_C là momen phụ tải các pha,

I_{Ai}, I_{Bi}, I_{Ci} là dòng điện từ nguồn đến điểm i , là điểm đầu phụ tải.

l_i là khoảng cách từ nguồn đến phụ tải i .

Nếu lấy đơn vị dòng điện là A; điện trở R là Ω thì ΔU sẽ là V.

Trong thực tế nhiều khi cho biết công suất và $\cos\varphi$, ta phải tính ra dòng điện I:

$$1 \text{ pha} + \text{trung tính: } I = P / U_{\text{dd}} \cos\varphi$$

$$2 \text{ pha} + \text{trung tính: } I = P / 2 U_{\text{dd}} \cos\varphi \quad (4.54)$$

$$3 \text{ pha} + \text{trung tính: } I = P / 3 U_{\text{dd}} \cos\varphi$$

Ví dụ 4.7. Xét lưới điện trên hình 4.8a cấp điện cho các đèn đường 240W đặt trên các pha.

Giải: Dòng điện phụ tải là $I_A = I_B = I_C = P / U_{\text{dd}} = 240 / 220 = 1,1 \text{ A}$

Tính momen phụ tải cho từng pha:

$$\text{pha A: } M_A = \Sigma I_A l = 1,1 \cdot 200 + 1,1 \cdot 800 = 1100$$

$$\text{pha B: } M_B = \Sigma I_B l = 1,1 \cdot 400 + 1,1 \cdot 1000 = 1540$$

$$\text{pha C: } M_C = \Sigma I_C l = 1,1 \cdot 600 + 1,1 \cdot 1200 = 1980$$

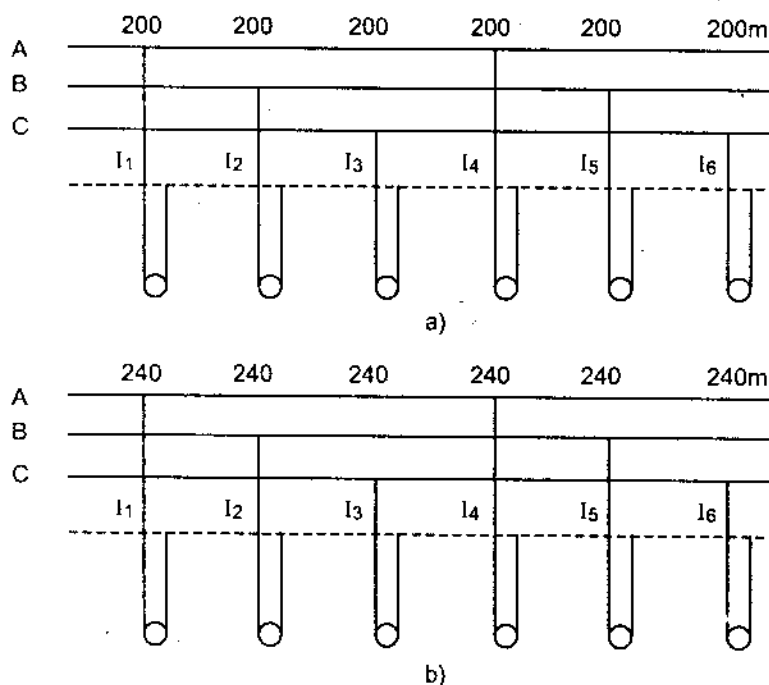
Theo (4.52):

$$\Delta U_{\text{fa}} = 1100(3,12 + 4,5)10^{-3} - 0,5 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3}(1540 + 1980) = 0,462 \text{ V}$$

$$\Delta U_{\text{fb}} = 1540(3,12 + 4,5)10^{-3} - 0,5 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3}(1100 + 1980) = 1,805 \text{ V}$$

$$\Delta U_{\text{fc}} = 1980(3,12 + 4,5)10^{-3} - 0,5 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3}(1100 + 1540) = 9,148 \text{ V}$$

Ta thấy tổn thất trên các pha lệch nhau nhiều và sơ đồ đấu đèn như vậy không đúng, cần phải đấu lại như trên hình 4.8b, ΔU các pha sẽ bằng nhau.



Hình 4.8

CÂU HỎI ÔN TẬP

1. Vì sao khi tính lưới điện áp trung áp phải dùng hệ số đồng thời, còn tính lưới điện hạ áp dùng hệ số tham gia vào đỉnh?
2. Khi nào không cần tính đến hệ số đồng thời?
3. Thế nào là chế độ max riêng của từng đoạn lưới điện và chế độ max chung của toàn lưới điện?
4. Trong chế độ max chung của toàn lưới điện, dòng công suất của các đoạn lưới có phải max không? Vì sao?
5. Cách tính chế độ max riêng và chung khác nhau như thế nào?
6. Vì sao trong tính toán thực tế thường giả thiết có độ max riêng của các phần tử trùng với chế độ max chung của lưới điện? Tính như vậy thông số nào cho kết quả đúng và thông số nào cho kết quả gần đúng?
7. Vì sao lưới điện có phụ tải phân bố đều cho phép dùng sơ đồ thay thế với 1/2 phụ tải đầu vào giữa đoạn lưới điện có phụ tải phân bố đều để tính toán điện áp, còn để tính công suất không cho phép dùng sơ đồ thay thế?
8. Vì sao khi tính lưới điện 3p4 và lưới điện hạ áp phải dùng sơ đồ 4 dây? Trong trường hợp nào có thể dùng sơ đồ 1 dây để tính?

Chương 5

TÍNH TOÁN LƯỚI HỆ THỐNG VÀ LƯỚI TRUYỀN TẢI

5.1. PHÂN CHUNG

Tính toán lưới điện hệ thống và truyền tải nhằm mục đích:

1. Tính dòng công suất, dòng điện trên các đường dây điện, tổn thất công suất, tổn thất điện năng, tổn thất điện áp và điện áp các nút để: kiểm tra khả năng tải của máy biến áp, đường dây điện theo điều kiện phát nóng và điện áp.
2. Tính toán chế độ để chọn hoặc chỉnh định thông số của các thiết bị điều chỉnh, bảo vệ rơ le...
3. Nghiên cứu áp dụng các thiết bị điều khiển chế độ mới.
4. Nghiên cứu ổn định tĩnh và động của hệ thống điện.

Yêu cầu về tính toán:

Lưới hệ thống (LHT) và lưới truyền tải (LTT) có điện áp cao và siêu cao ($\geq 110\text{kV}$), cấp điện cho các nút phụ tải công suất rất lớn, có cấu trúc phụ tải giống nhau do đó có các yêu cầu về tính toán khác với lưới phân phối (LPP):

– Phải tính đến điện dung C của đường dây, nếu điện áp trên 330kV thì có thể phải tính đến cả điện dẫn G.

– Tổn thất công suất trên đoạn lưới sau ảnh hưởng nhiều đến tổn thất trong đoạn lưới trước do đó phải tính toán lần lượt cho từng đoạn lưới một.

– Đối với đường dây dài (cỡ $> 300\text{km}$, điện áp $\geq 220\text{kV}$) thì phải dùng phương pháp thông số rải hoặc phân đoạn dùng thông số tập trung để đảm bảo độ chính xác.

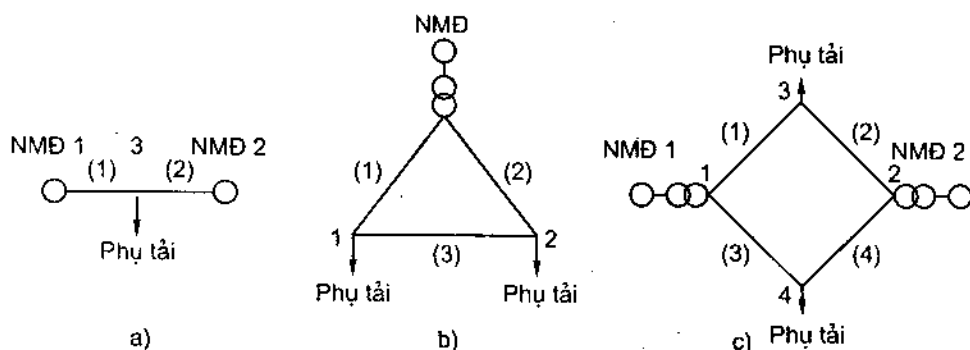
– Phụ tải cao áp có cấu trúc khá giống nhau do đó có thể coi hệ số đồng thời $= 1$.

– Phụ tải phụ thuộc điện áp theo đặc tính tĩnh, nếu phân tích ảnh hưởng của các thiết bị điều chỉnh chế độ thì phải xét tới thực tế này.

Phân bố công suất trong lưới hệ thống và truyền tải:

– Lưới truyền tải đưa điện năng từ các trạm khu vực đến các trạm trung gian, có cấu trúc kín kiểu 1 lộ hoặc 2 lộ song song (xem chương 1) vận hành hở. Công suất tải của các đường dây này có đồ thị giống như đồ thị phụ tải. Do đó tổn thất

công suất tính theo chế độ max của phụ tải, tổn thất điện năng có thể tính theo $T_{\max}$ của phụ tải như ở LPP.



Hình 5.1

Lưới hệ thống vận hành kín, công suất tải trên các đường dây vừa phụ thuộc công suất phụ tải vừa phụ thuộc vào chế độ làm việc cường bức của các nhà máy điện. Do đó đồ thị công suất tải trên các đường dây cần được tính toán theo chế độ làm việc của các nhà máy điện. Sau đó, dùng đồ thị công suất này để tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng. Tổn thất trong các MBA tăng áp và máy biến áp liên lạc giữa các cấp điện áp trong lưới hệ thống cũng được tính như vậy.

Ta xét các trường hợp sau trên hình 5.1:

Trường hợp a (hình 5.1a) – Phụ tải 3 do 2 nguồn là 2 nhà máy điện 1 và 2 cung cấp. Trong trường hợp này công suất phát của mỗi nhà máy do người vận hành quyết định, chỉ cần tổng công suất hai nhà máy phải bằng công suất yêu cầu của phụ tải cộng tổn thất trên lưới. Công suất tác dụng xác định bằng cửa hơi của tuabin hơi hoặc cửa nước của thủy điện. Còn công suất phản kháng xác định bởi điện áp của các máy phát do điều chỉnh kích từ. Xác định công suất của các máy phát cũng đồng thời xác định dòng công suất trên 2 đường dây nối 2 nhà máy điện đến phụ tải 3. Trường hợp này gọi là *phân bố cường bức công suất* trong lưới điện. Dòng công suất hoàn toàn được áp đặt từ bên ngoài.

Trường hợp b (hình 5.1b) – Một nhà máy điện cấp điện cho 2 phụ tải 1 và 2 bởi 3 đường dây 1, 2, 3 tạo thành mạng kín. Trong trường hợp này phân bố công suất trong lưới điện không phụ thuộc vào công suất phát của nhà máy điện. Phân bố công suất trong lưới điện xác định bởi tổng trở của các nhánh và trị số của các phụ tải 1 và 2. Người vận hành không thể điều khiển được dòng công suất trên các đường dây theo ý mình. Ta gọi trường hợp này là *phân bố tự nhiên công suất*.

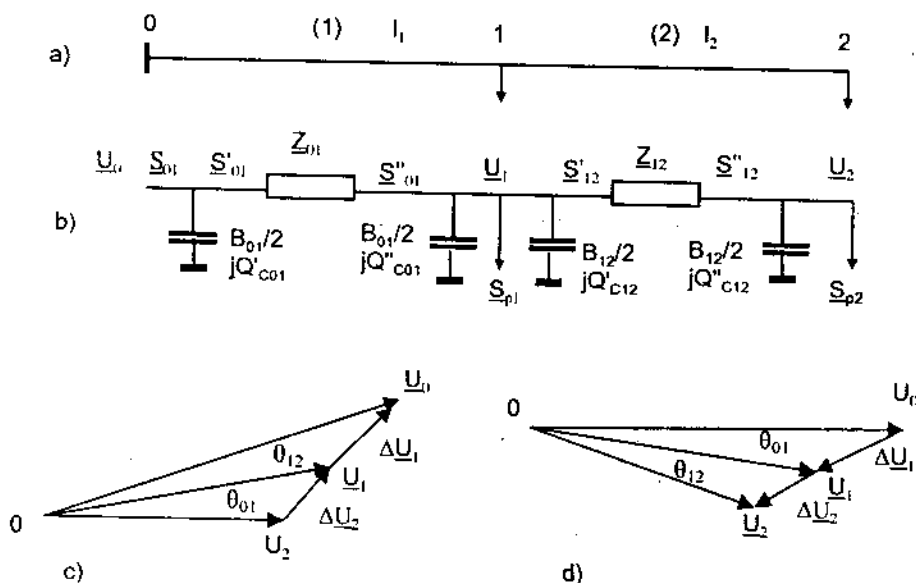
Trường hợp c (hình 5.1c) – Hai nhà máy điện 1 và 2 cấp điện cho hai phụ tải 3 và 4 bằng 4 đường dây 1, 2, 3, 4 tạo thành mạng kín. Đây là trường hợp phân bố

hỗn hợp công suất, vừa phân bố cường độ công suất của 2 nhà máy điện vừa phân bố tự nhiên công suất trên các đường dây. Đây chính là thực tế của HTĐ. Tính toán phân bố dòng công suất và chế độ làm việc của HTĐ trong trường hợp này rất phức tạp, do đó phải dùng các mô hình toán học để mô tả HTĐ và giải bằng máy tính điện tử.

Dưới đây trình bày cách tính chế độ làm việc của các đường dây truyền tải và phân bố công suất trong mạng kín đơn giản.

5.2. TÍNH TOÁN LƯỚI HỖ

Xét lưới điện trên hình 5.2a có sơ đồ thay thế trên hình 5.2b. Công suất và điện áp trên các điểm được ký hiệu trên hình vẽ. Đường dây có thể ký hiệu bằng 1 số là số của nút cuối hoặc bằng 2 số là số nút đầu và số nút cuối, ví dụ đường dây 2 hay 12, dưới đây dùng ký hiệu 2 số cho thông số đường dây và dòng công suất.



Hình 5.2

5.2.1. Trường hợp cho biết $\underline{S}_{p1}$, $\underline{S}_{p2}$, $\underline{U}_2$ cần tính $\underline{U}_0$, $\underline{U}_1$, $\underline{S}_{01}$

Trong trường hợp này có thể tính dần từ nút tải cuối cùng lên phía nguồn.

Ta lấy $\underline{U}_2$ làm gốc tính toán có modul là U_2 và góc pha $\theta_2 = 0$:

Phụ tải có thể cho dưới dạng P và $\cos\phi$ hoặc P và Q, hoặc S và $\cos\phi$. Có thể tính qua lại theo các công thức sau:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \varphi = \arctg \frac{Q}{P};$$

$$P = S \cdot \cos \varphi; Q = S \cdot \sin \varphi$$

Trước hết tính Q'_{c12} là 1 nửa công suất do điện dung của đường dây (2) sinh ra đặt ở cuối đường dây (2):

$$Q'_{c12} = \frac{U_2^2 \cdot B_{12}}{2}$$

Sau đó: $S'_{12} = P'_{12} + jQ'_{12}$

$$P'_{12} = P_{p2}; Q'_{12} = Q_{p2} - Q'_{c12}$$

Tổn thất điện áp trên tổng trở Z_{12} là:

$$\Delta \underline{U}_{12} = \frac{P'_{12} R_{12} + Q'_{12} X_{12}}{U_2} + j \frac{P'_{12} X_{12} - Q'_{12} R_{12}}{U_2} = \Delta U_{12} + j \delta U_{12}$$

Điện áp tại điểm 1 là: $\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12}$

Modul của điện áp $\underline{U}_1$ là:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}$$

Góc pha giữa $\underline{U}_1$ và $\underline{U}_2$ là:

$$\theta_{12} = \arctg [\delta U_{12} / (U_2 + \Delta U_{12})]$$

Tổn thất công suất trên Z_{12} là:

$$\Delta S_{12} = \frac{P'^2_{12} + Q'^2_{12}}{U_2^2} R_{12} + j \frac{P'^2_{12} + Q'^2_{12}}{U_2^2} X_{12}$$

Công suất ở đầu vào tổng trở Z_{12} là:

$$S'_{12} = S''_{12} + \Delta S_{12} = P'_{12} + jQ'_{12}$$

Công suất phản kháng do đường dây 2 và 1 cung cấp là:

$$Q'_{c12} = \frac{U_1^2 B_{12}}{2}; Q''_{c01} = \frac{U_1^2 B_{01}}{2}$$

$$S''_{01} = S'_{12} + S_{p1} - jQ'_{c12} - jQ''_{c01} = P''_{01} + jQ''_{01}$$

Tổn thất điện áp trên tổng trở Z_{01} là:

$$\Delta \underline{U}_{01} = \frac{P''_{01} R_{01} + Q''_{01} X_{01}}{U_1} + j \frac{P''_{01} X_{01} - Q''_{01} R_{01}}{U_1} = \Delta U_{01} + j \delta U_{01}$$

Điện áp tại điểm nguồn 0 là: $\underline{U}_0 = \underline{U}_1 + \Delta \underline{U}_{01}$

Modul của điện áp $\underline{U}_0$ là: $U_0 = \sqrt{(U_1 + \Delta U_{01})^2 + (\delta U_{01})^2}$

Góc pha $\theta_{01} = \arctg [\delta U_{01} / (U_{01} + \Delta U_{01})]$

Góc pha của $\underline{U}_0$ so với $\underline{U}_2$ là: $\theta_{02} = \theta_{01} + \theta_{12}$

Đồ thị vectơ của điện áp trên hình 5.2c.

Trên lưới điện 110kV trở lên nếu ΔU trong khoảng 10% (góc δ khoảng 5°) thì có thể tính:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12}; \underline{U}_0 = \underline{U}_1 + \Delta \underline{U}_{01}$$

Sai số nhỏ hơn 1%.

Tổn thất công suất trên tổng trở $\underline{Z}_{01}$ là:

$$\Delta \underline{S}_{01} = \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_1^2} R_{01} + j \frac{P_{01}''^2 + Q_{01}''^2}{U_1^2} X_{01}$$

Công suất ở đầu vào tổng trở $\underline{Z}_{01}$ là:

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta \underline{S}_{01} = P_{01}' + jQ_{01}'$$

Công suất phản kháng do đoạn lưới 1 cung cấp ở đầu đường dây là:

$$Q'_{c01} = \frac{U_1^2 B_{01}}{2}$$

Công suất do nguồn cung cấp là:

$$\underline{S}_{01} = \underline{S}'_{01} - jQ'_{c01} = P_{01} + jQ_{01}$$

$$\text{Modul của } \underline{S}_{01} \text{ là: } S_{01} = \sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}$$

$$\text{Hệ số công suất là: } \varphi_{01} = \arctg(Q_{01}/P_{01})$$

5.2.2. Trường hợp cho biết $\underline{S}_{p1}$, $\underline{S}_{p2}$, $\underline{U}_0$ cần tính $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$, $\underline{S}_{01}$

Trường hợp này gần thực tế hơn, người ta thường biết công suất phụ tải $\underline{S}_{p1}$, $\underline{S}_{p2}$ và điện áp nguồn $\underline{U}_0$, cần tính điện áp ở nút tải $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$ và công suất yêu cầu ở đầu nguồn $\underline{S}_{01}$.

Trong trường hợp này, vì chưa biết điện áp ở cuối đường dây nên không thể tính đúng Q_c và tổn thất công suất trên đường dây.

Do đó phải dùng phương pháp tính lặp, đó là phương pháp tính dần đúng, tính nhiều vòng, mỗi vòng gồm 2 bước: bước 1 tính từ nút tải lên nguồn, bước 2 tính từ nguồn xuống nút tải, vòng đầu dùng thông số chọn gần đúng. Sau mỗi vòng tính thông số này được hiệu chỉnh cho đến khi đạt kết quả chính xác. Đó là cơ sở cho tính toán trên máy tính điện tử.

Trong trường hợp đơn giản, số nút tải ít, thường gặp trong thiết kế – quy hoạch các đường dây, thì có thể dùng phương pháp tính lặp 1 vòng 2 bước, kết quả có độ chính xác chấp nhận được:

– Bước 1:

Tính lên: Tính công suất từ phụ tải xa nhất lên nguồn.

Vì chưa biết giá trị của điện áp ở các nút tải, nên tạm coi điện áp ở mọi nút tải bằng $U_{đt}$.

Tính tổn thất công suất và dòng công suất trên các điểm của đường dây, tính ngược từ phụ tải xa nhất đến nguồn như ở mục trên. Sau vòng này ta có giá trị công suất ở các điểm trên đường dây.

– Bước 2:

Tính xuống: Tính điện áp từ nguồn đến các nút tải.

Tính điện áp trên các nút, bắt đầu từ nút nguồn đến nút gần nhất... Với dòng công suất đã tính trong bước 1 và biết điện áp nguồn U_n có thể tính được tổn thất điện áp trên mọi đoạn của đường dây và điện áp ở mọi điểm của đường dây.

Kết thúc bước 2 ta có điện áp ở mọi nút.

Nếu muốn có kết quả chính xác hơn, ta dùng điện áp vừa tính được để tính vòng 2.

Ta làm phép tính cho lưới điện trên hình 5.2:

Bước 1: Trước hết tính Q''_{c12} là một nửa công suất do điện dung của đường dây 1 – 2 sinh ra đặt ở cuối đường dây 1 – 2:

$$Q''_{c12} = \frac{U_{dd}^2 B_{12}}{2}$$

Sau đó: $\underline{S}'_{12} = \underline{S}_{p2} - jQ''_{c12} = P'_{12} + jQ'_{12}$

Tổn thất công suất trên $\underline{Z}_{12}$ là:

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{P'^2_{12} + Q'^2_{12}}{U_{dd}^2} R_{12} + j \frac{P'^2_{12} + Q'^2_{12}}{U_{dd}^2} X_{12}$$

Công suất ở đầu vào tổng trở $\underline{Z}_{12}$ là:

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}'_{12} + \Delta \underline{S}_{12} = P'_{12} + jQ'_{12}$$

Công suất phản kháng do đường dây 1 – 2 và 0 – 1 cung cấp là:

$$Q'_{c12} = Q''_{c12};$$

$$Q''_{c01} = \frac{U_{dd}^2 B_{01}}{2}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}'_{12} + \underline{S}_{p1} - jQ'_{c12} - jQ''_{c01} = P'_{01} + jQ'_{01}$$

Tổn thất công suất trên tổng trở $\underline{Z}_{01}$ là:

$$\Delta \underline{S}_{01} = \frac{P'^2_{01} + Q'^2_{01}}{U_{dd}^2} R_{01} + j \frac{P'^2_{01} + Q'^2_{01}}{U_{dd}^2} X_{01}$$

Công suất ở đầu vào tổng trở $\underline{Z}_{01}$ là:

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}'_{01} + \Delta \underline{S}_{01} = P'_{01} + jQ'_{01}$$

Công suất phản kháng do đường dây 1 cung cấp ở đầu đường dây là:

$$Q'_{c01} = Q''_{c01}$$

Công suất do nguồn cung cấp là:

$$\underline{S}_{01} = \underline{S}'_{01} - jQ'_{c01} = P_{01} + jQ_{01}$$

Modul của $\underline{S}_{01}$ là: $S_{01} = \sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}$

Hệ số công suất là: $\varphi_{01} = \arctg(Q_{01}/P_{01})$

Bước 2: Xuất phát từ nút nguồn, biết U_0 (chọn làm gốc tính toán có $\theta_1 = 0$) và công suất đi qua Z_{01} là S_{01} ta tính được tổn thất điện áp trên Z_{01} :

$$\Delta U_{01} = \frac{P'_{01} R_{01} + Q'_{01} X_{01}}{U_0} + j \frac{P'_{01} X_{01} - Q'_{01} R_{01}}{U_0} = \Delta U_{01} + j \delta U_{01}$$

Điện áp tại nút 1 là: $\underline{U}_1 = \underline{U}_0 - \Delta \underline{U}_{01}$

Modul của điện áp $\underline{U}_1$ là: $U_1 = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{01})^2 + (\delta U_{01})^2}$

Góc pha của $\underline{U}_1$ với $\underline{U}_0$ là $\theta_{01} = \arctg [\delta U_{01} / (U_0 - \Delta U_{01})]$

Tổn thất điện áp trên Z_{12} là:

$$\Delta U_{12} = \frac{P'_{12} R_{12} + Q'_{12} X_{12}}{U_1} + j \frac{P'_{12} X_{12} - Q'_{12} R_{12}}{U_1} = \Delta U_{12} + j \delta U_{12}$$

Điện áp tại nút 2 là: $\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U}_{12}$

Modul của điện áp $\underline{U}_2$ là: $U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}$

Góc pha của $\underline{U}_2$ với $\underline{U}_1$ là $\theta_{12} = \arctg [\delta U_{12} / (U_1 - \Delta U_{12})]$

Góc pha của $\underline{U}_2$ với $\underline{U}_0$ là: $\theta_{02} = \theta_{01} + \theta_{12}$

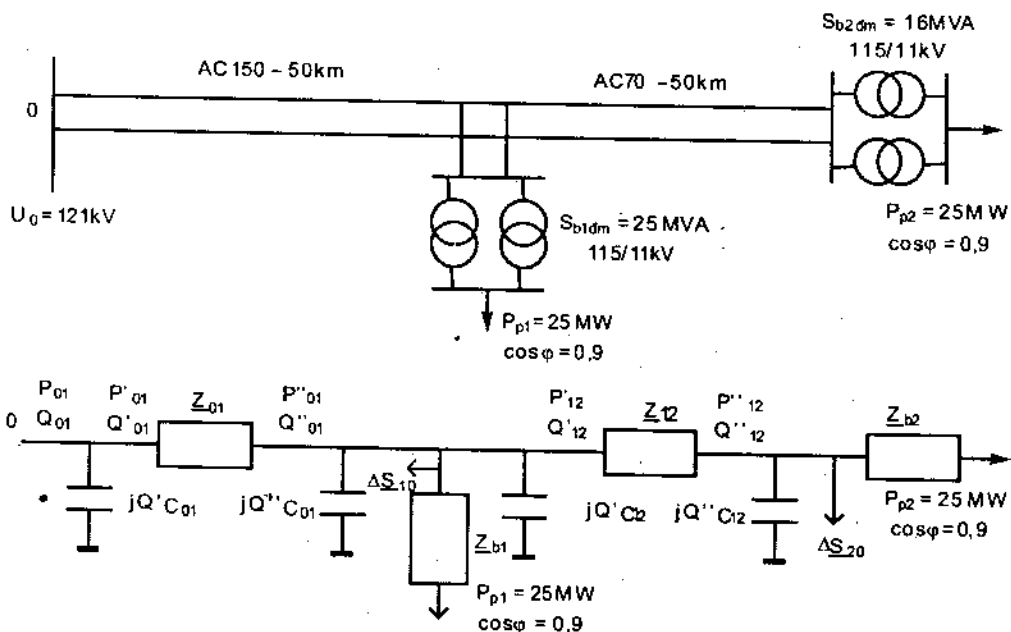
Đồ thị vectơ của điện áp trên hình 5.2d.

Trong các bài toán thiết kế không cần tính thành phần ngang trục của tổn thất điện áp thì phép tính sẽ giản đơn hơn:

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$$

Ví dụ 5.1. Sơ đồ lưới điện trên hình 5.3:



Hình 5.3

Tính lưới điện trên hình 5.3

$$U_{dd} = 110 \text{ kV}$$

Giải:

1. Tính phụ tải trước máy biến áp 2:

$$U_N = 10.5\%; i_0 = 0.85\%$$

$$\Delta P_{k1} = 21 \text{ kW}; \Delta P_N = 85 \text{ kW}$$

$$R_b = 4.39 \Omega; X_b = 86.8 \Omega$$

$$Q_0 = 136 \text{ kVAr}; U_C/U_{11} = 110/11 \text{ kV}$$

Tổn thất công suất trong MBA 2:

$$Q_{p2} = P_{p2} \tan \phi_2 = 18.0,4843 = 8,717 \text{ MVAr}$$

Tổn thất không tải

$$S_{b10} = 2\Delta P_0 + j2 \frac{I_0}{100} S_{b2dm} = 2.0,021 + j2 \cdot \frac{0,85}{100} 16 = 0,042 + j0,272 \text{ MVA}$$

Tổn thất trong cuộn dây

$$\Delta S_{b2cu} = \frac{\Delta P_N}{2} \left(\frac{S_{p2}}{S_{b2dm}} \right)^2 + j \frac{U_N \cdot S_{p2}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{b2dm}} = 0,0664 + j1,3125 \text{ MVA}$$

Tổng tổn thất công suất trong máy biến áp:

$$\begin{aligned} \Delta S_{b2} &= \Delta P_{b2} + j\Delta Q_{b2} = \Delta P_{b20} + \Delta P_{b2cu} + j(\Delta Q_{b20} + \Delta Q_{b2cu}) = \\ &= 0,042 + 0,0664 + j(0,272 + 1,3125) = 0,1084 + j1,5845 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Công suất phụ tải trước máy biến áp 2:

$$P_{2b} = P_{p2} + \Delta P_{b2} = 18 + 0,1084 = 18,108 \text{ MW}$$

$$Q_{2b} = Q_{p2} + \Delta Q_{b2} = 8,717 + 1,5845 = 10,302 \text{ MVAr}$$

2. Tính đường dây 12

Tiết diện dây tiêu chuẩn AC-70

$$R_{02} = 0.46 \Omega/\text{km}; R_{12} = R_{02} \cdot l_{12}/2 = 0,46.50/2 = 11,5 \Omega$$

$$X_{02} = 0.44 \Omega/\text{km}; X_{12} = R_{02} \cdot l_{12}/2 = 0,44.50/2 = 11 \Omega$$

$$B_{02} = 2.58 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega \text{ km}; B_{12} = 2 \cdot B_{02} \cdot l_{12} = 2 \cdot 2.58 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 0,00025799 \text{ 1}/\text{om}$$

1/2 công suất do điện dung đường dây l_{12} :

$$Q_{c12}/2 = U_{dd}^2 \cdot B_{12}/2 = 110^2 \cdot 0,00025799/2 = 1,5608 \text{ MVAr}$$

Công suất sau tổng trở đường dây Z_{12} :

$$P''_{12} = P_{2b} = 18,108 \text{ MW}; Q''_{12} = Q_{2b} - Q_{c12}/2 = 10,302 - 1,5608 = 8,741 \text{ MVAr}$$

Tổn thất công suất trên đường dây 12:

$$\Delta P_{12} = \frac{P''_{12}{}^2 + Q''_{12}{}^2}{U_{dd}^2} R_{12} = \frac{18,108^2 + 8,741^2}{110^2} 11,5 = 0,384 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{đd}^2} X_{12} = \frac{50^2 + 22,562^2}{110^2} 11 = 0,367 \text{MVar}$$

Công suất trước tổng trở Z_{12} :

$$P'_{12} = P''_{12} + \Delta P_{12} = 18,108 + 0,384 = 18,492 \text{MW};$$

$$Q'_{12} = Q''_{12} + \Delta Q_{12} = 8,741 + 0,367 = 9,108 \text{MVar}$$

Công suất cấp vào đường dây 2 tại nút 1:

$$P_{12} = P'_{12} = 18,492 \text{MW}; \quad Q_{12} = Q'_{12} - Q_{c12}/2 = 9,108 - 1,560 = 7,548 \text{MVar}$$

3. Tính phụ tải 1

$$U_N = 10,5\%; \quad i_{kt} = 0,8\%$$

$$P_{kt} = 29 \text{kW}; \quad P_N = 120 \text{kW}$$

$$R_b = 2,54 \Omega; \quad X_b = 55,5 \Omega$$

$$Q_0 = 200 \text{kVar} \quad U_c/U_H = 110/11 \text{kV}$$

Tổn thất công suất trong MBA 1:

$$Q_1 = 14,045 \text{MVar}$$

$$\Delta P_{b10} = 0,058 \text{MW}; \quad \Delta Q_{b20} = 0,4 \text{MVar}$$

$$\Delta P_{b1cu} = 0,0996 \text{MW}; \quad \Delta Q_{b1cu} = 2,1803 \text{MVar}$$

$$\Delta P_{b1} = 0,1576 \text{MW}; \quad \Delta Q_{b1} = 2,5803 \text{MVar}$$

Công suất phụ tải trước máy biến áp 1:

$$P_{1b} = 29,157 \text{MW} \quad Q_{1b} = 16,625 \text{MVar}$$

4. Tính đường dây 1

Tiết diện dây tiêu chuẩn đường dây 01:

Tiết diện dây tiêu chuẩn AC-150

$$R_{01} = 0,21 \Omega/\text{km} \quad R_{01} = 5,25 \Omega$$

$$X_{01} = 0,415 \Omega/\text{km} \quad X_{01} = 10,375 \Omega$$

$$B_{01} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega \text{km} \quad B_{01} = 0,00027399 \text{ 1}/\Omega$$

$$1/2 \text{ công suất do điện dung đường dây 01: } Q_{c01}/2 = 1,6576 \text{MVar}$$

Công suất sau tổng trở đường dây Z_{01} :

$$P''_{01} = P_{1b} + P_{12} = 47,650 \text{MW} \quad Q''_{01} = Q_{1b} + Q_{12} - Q_{c01}/2 = 22,516 \text{MVar}$$

Tổn thất công suất trên đường dây 1:

$$\Delta P_{01} = 1,2051 \text{MW} \quad \Delta Q_{01} = 2,3815 \text{MVar}$$

$$\text{Công suất trước tổng trở đường dây } Z_{01}: P'_{01} = 48,855 \text{MW}; \quad Q'_{01} = 24,897 \text{MVar}$$

$$\text{Công suất nguồn cấp vào đường dây 1: } P_{01} = 48,855 \text{MW}; \quad Q_{01} = 23,239 \text{MVar}$$

$$S_{01} = \sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2} = \sqrt{48,855^2 + 23,239^2} = 54,1 \text{MVA}$$

$$\text{tg}\varphi = 0,4756; \quad \cos\varphi = 0,903$$

5. Tính tổn thất điện áp và dòng điện

Điện áp nguồn $U_0 = 121\text{kV}$

Tổn thất điện áp trên đường dây 01

$$\Delta U_{01} = \frac{P'_{01} \cdot R_{01} + Q'_{01} \cdot X_{01}}{U_0} = \frac{48,855.5,25 + 24,897.10,375}{121} = 4,254\text{kV}$$

Điện áp nút 1: $U_1 = U_0 - \Delta U_{01} = 121 - 4,254 = 116,7\text{kV}$

Dòng điện trên đường dây điện 01:

$$I_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{2\sqrt{3}U_0} = \frac{\sqrt{48,855^2 + 24,897^2}}{2\sqrt{3}.121} = 0,131\text{kA}$$

Tổn thất điện áp đường dây 2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P'_{12} \cdot R_{12} + Q'_{12} \cdot X_{12}}{U_1} = \frac{18,49.11,5 + 9,108.11}{116,7} = 2,769\text{kV}$$

Điện áp nút 2: $U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 116,7 - 2,769 = 113,9\text{kV}$

Dòng điện trên đường dây điện 12:

$$I_{12} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{2\sqrt{3}U_1} = \frac{\sqrt{18,49^2 + 7,548^2}}{2\sqrt{3}.116,7} = 0,0494\text{ kA}$$

6. Tính tổn thất điện áp trong máy biến áp

+ Máy biến áp 2:

Công suất tác dụng trước tổng trở MBA 2:

$$P'_2 = P_{2b} - (\Delta P_{b20}/1000) = 18,108 - 0,042 = 18,066\text{MW}$$

Công suất phản kháng trước tổng trở MBA 2:

$$Q'_2 = Q_{2b} - \Delta Q_{b20}/1000 = 10,302 - 0,272 = 10,03\text{MVar}$$

$$\Delta U_{b2} = \frac{P'_2 \cdot R_{b2} + Q'_2 \cdot X_{b2}}{U_2} = \frac{18,066.4,39 + 10,03.86,8}{2.113,9} = 4,164\text{kV}$$

Điện áp sau máy biến áp 2 quy về phía cao:

$$U'_2 = U_2 - \Delta U_{b2} = 113,9 - 4,164 = 109,7\text{kV}$$

+ Máy biến áp 1:

Công suất tác dụng trước tổng trở MBA 1:

$$P'_1 = P_{1b} - (\Delta P_{b10}/1000) = 29,1\text{MW}$$

Công suất phản kháng trước tổng trở MBA 1:

$$Q'_1 = Q_{1b} - \Delta Q_{b10}/1000 = 16,2\text{MVar}$$

Tổn thất điện áp trong MBA 1: $\Delta U_{b1} = 4,17\text{kV}$

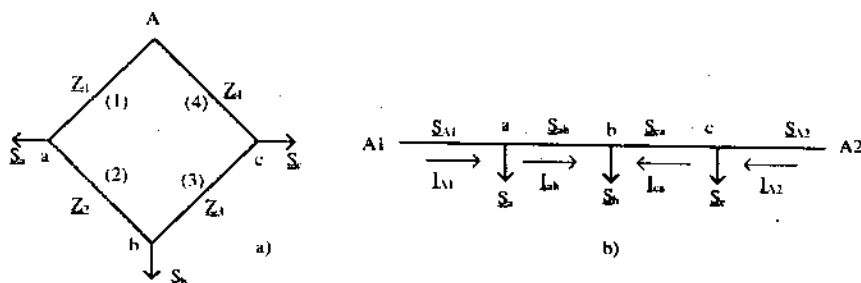
Điện áp sau máy biến áp 1 quy về phía cao:

$$U'_1 = U_1 - \Delta U_{b1} = 116,7 - 4,17 = 112,5\text{kV}$$

5.3. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN KÍN ĐƠN GIẢN

5.3.1. Lưới điện kín do một nguồn cung cấp

Xét mạch vòng kín trên hình 5.4.



Hình 5.4

Đây là lưới điện kín đơn giản trong đó công suất phân bố tự nhiên.

Mạch vòng gồm 3 phụ tải $\underline{S}_1$, $\underline{S}_2$, $\underline{S}_3$ (hình 5.4a). Giả thiết rằng công suất phản kháng do đường dây sinh ra đã được tính theo điện áp định mức và gộp vào các phụ tải. Cần tính phân bố công suất trên các nhánh khi biết điện áp nguồn là $\underline{U}_A$. Mạch vòng được mở ra như trên hình 5.4b, trên hình này có vẽ chiều quy ước ban đầu của dòng điện và công suất.

Do có 1 nguồn cung cấp nên $\underline{U}_{A1} = \underline{U}_{A2}$.

Theo định luật Kierchhoff 2 tổng điện áp giáng trên một mạch vòng kín phải bằng 0, áp dụng vào đây ta có:

$$\underline{I}_{A1} \underline{Z}_1 + \underline{I}_{B2} \underline{Z}_2 - \underline{I}_{C3} \underline{Z}_3 - \underline{I}_{A2} \underline{Z}_4 = 0 \quad (5.1)$$

Dòng điện tạm thời được tính theo điện áp danh định và công suất:

$$\underline{I}_{ij} = \frac{S_i^*}{\sqrt{3}U_{dm}} \quad (5.2)$$

Thay $\underline{I}_{ij}$ theo (5.2) vào (5.1):

$$S_{A1}^* \underline{Z}_1 + S_{B2}^* \underline{Z}_2 - S_{C3}^* \underline{Z}_3 - S_{A2}^* \underline{Z}_4 = 0 \quad (5.3)$$

Theo sơ đồ ta cũng có:

$$\begin{aligned} \underline{S}_2 &= \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1, \underline{S}_3 = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 - \underline{S}_{A1} \\ \underline{S}_{A2} &= \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 - \underline{S}_{A1} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Thay (5.4) vào (5.3) rồi rút ra $\underline{S}_{A1}$:

$$S_{A1}^* = \frac{S_1^* (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) + S_2^* (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) + S_3^* \underline{Z}_4}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4} \quad (5.5)$$

Đặt $\underline{Z}_\Sigma = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4$ khi đó:

$$S_{A1}^* = \frac{S_1^* \underline{Z}_{R2}}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (5.6)$$

$$\text{Hay là: } \underline{S}_{A1} = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iA2}^*}{\underline{Z}_{\Sigma}^*} \quad (5.7a)$$

$$\text{Tương tự: } \underline{S}_{A2} = \frac{\sum \underline{S}_i \underline{Z}_{iA1}^*}{\underline{Z}_{\Sigma}^*} \quad (5.7b)$$

Trong đó $\underline{Z}_{iA1}^*$ và $\underline{Z}_{iA2}^*$ là số phức liên hợp của tổng trở của lưới điện tính từ phụ tải thứ i đến nguồn cung cấp $A1, A2$, n là số phụ tải.

Tương tự cho dòng điện:

$$\underline{I}_{A1} = \frac{\sum \underline{I}_i \underline{Z}_{iA2}}{\underline{Z}_{\Sigma}} \quad (5.8)$$

$$\underline{I}_{A2} = \frac{\sum \underline{I}_i \underline{Z}_{iA1}}{\underline{Z}_{\Sigma}} \quad (5.9)$$

Trường hợp đặc biệt, nếu dây dẫn trên các đoạn lưới có tỷ số X/R_i như nhau, thì lưới điện là đồng nhất, có thể viết (công thức (5.6)):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} = P_{A1} + jQ_{A1} &= \frac{\sum \underline{S}_i R_{iA2} (1 - \frac{jX_{iA2}}{R_{iA2}})}{R_{\Sigma} (1 - \frac{jX_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}) R_{\Sigma}} = \frac{\sum (P_i + jQ_i) R_{iA2}}{R_{\Sigma}} \\ &= \frac{\sum P_i R_{iA2}}{R_{\Sigma}} + \frac{j \sum Q_i R_{iA2}}{R_{\Sigma}} \end{aligned} \quad (5.10)$$

Ta thấy phân bố công suất tác dụng và phản kháng là độc lập với nhau có thể tính riêng rẽ.

Nếu dây dẫn trên toàn lưới có cùng tiết diện có tỉ số r_0, x_0 như nhau, thì:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum \underline{S}_i (r_0 + jx_0) L_{iA2}}{(r_0 + jx_0) L_{\Sigma}} = \frac{\sum \underline{S}_i L_{iA2}}{L_{\Sigma}} \\ &= \frac{\sum P_i L_{iA2}}{L_{\Sigma}} + \frac{j \sum Q_i R_{iA2}}{L_{\Sigma}} \end{aligned} \quad (5.11)$$

L_{Σ} là tổng độ dài đường dây.

Tương tự:

$$\underline{S}_{A2} = P_{A2} + jQ_{A2} = \frac{\sum P_i L_{iA1}}{L} + j \frac{\sum Q_i L_{iA1}}{L} \quad (5.12)$$

Ta thấy trong trường hợp lưới điện đồng nhất, có cùng tiết diện phân bố công suất tác dụng và phân bố công suất phản kháng độc lập với nhau và chỉ phụ thuộc chiều dài đường dây. Giả thiết này được dùng khi tính dòng điện để chọn dây dẫn khi thiết kế.

Sau khi tính được công suất đi ra từ nguồn $\underline{S}_{A1}$, $\underline{S}_{A2}$ có thể xác định dòng công suất trên các nhánh theo (5.7) và các điểm phân công suất.

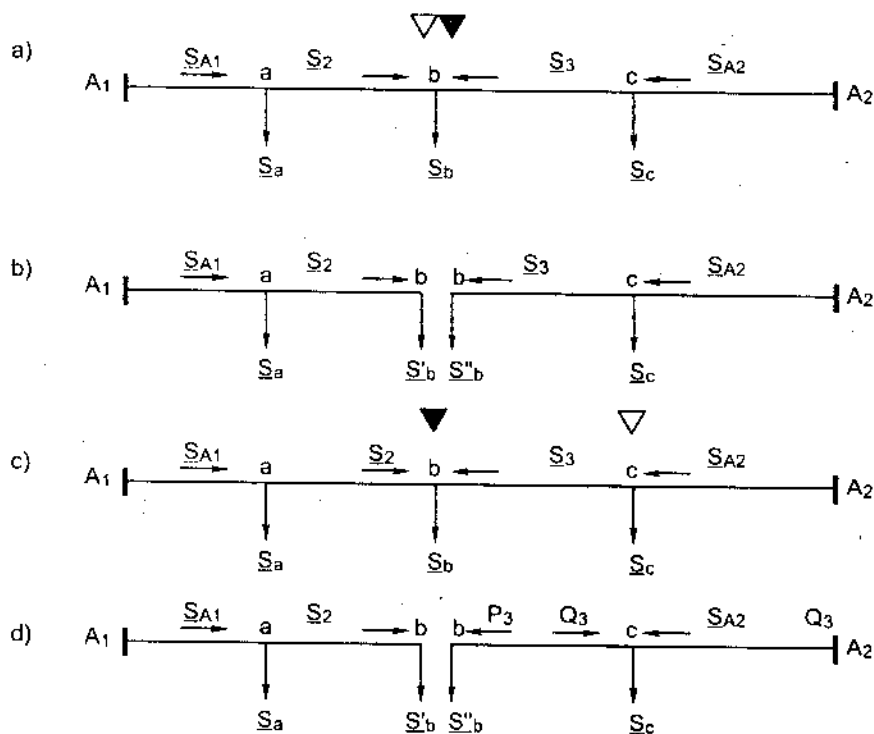
Điểm phân công suất là điểm mà ở đó phụ tải nhận công suất từ cả 2 phía. Có 1 điểm phân công suất tác dụng (ký hiệu ∇) và điểm phân công suất phản kháng (ký hiệu ∇). Trong đại bộ phận các trường hợp 2 điểm phân công suất này trùng nhau. Khi chỉ có 1 điểm phân công suất chung thì điện áp ở điểm này là thấp nhất trong toàn mạch vòng. Tổn thất điện áp max trên lưới là tổn thất điện áp từ nguồn đến điểm phân công suất, tính từ phía nào cũng được.

Còn trong trường hợp có 2 điểm phân công suất thì phải kiểm tra xem điện áp thấp nhất ở nút phân công suất nào vì tổn thất điện áp từ nguồn đến từng điểm phân công suất khác nhau.

Sau khi có điểm phân công suất có thể tách lưới thành 2 phần độc lập để tính toán. Phụ tải của nút phân công suất được tách đôi theo công suất nó nhận ở mỗi phía.

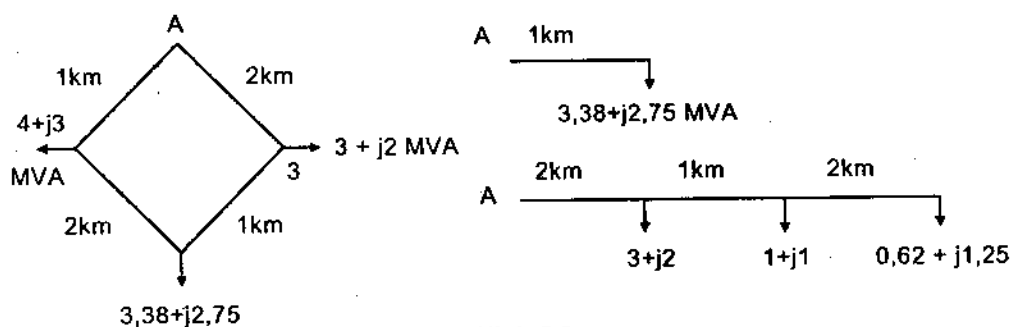
Ví dụ như trên hình 5.5a, điểm phân công suất chung là b. Phụ tải b nhận $\underline{S}_2$ từ phía A_1 và $\underline{S}_3$ từ phía A_2 . Vậy ở lưới tách phía A_1 , phụ tải b có giá trị $\underline{S}'_b = \underline{S}_2$, còn ở lưới phía A_2 phụ tải b có giá trị $\underline{S}''_b = \underline{S}_3$.

Trên hình 5.5c, lưới có 2 điểm phân công suất, ta tách lưới ở điểm b tức là điểm phân công suất tác dụng, nhưng phải chú ý rằng ở nhánh c- b phía phải, công suất phản kháng đi từ nút b đến nút c và từ nguồn đến nút c (hình 5.5d).



Hình 5.5

Ví dụ 5.3. Cho lưới điện kín trên hình 5.6.



Hình 5.6

Toàn lưới dùng dây AC- 95. Tìm điểm phân công suất.

Giải:

Dây AC- 95 có: $r_0 = 0,33\Omega/\text{Km}$; $x_0 = 0,332\Omega/\text{Km}$

Lưới điện là đồng nhất nên công suất phân bố theo chiều dài, áp dụng (5.10):

$$\underline{S}_{A1} = \frac{(4+j3)(2+1+2) + (1+j1)(1+2) + (3+j2)2}{1+2+1+2} = 3,38 + j2,75 \text{ MVA}$$

Điểm phân công suất chung là điểm 1 ta có

$$\underline{S}_2 = 4 + j3 - (3,38 + j2,75) = 0,62 + j0,25 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_3 = 0,62 + j0,25 + 1 + j1 = 1,62 + j1,25 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A2} = 3 + j2 + 1,62 + j1,25 = 4,62 + j3,25 \text{ MVA}$$

Lưới điện được tách làm 2 tại điểm 1.

5.3.2. Lưới điện do 2 nguồn cung cấp

Nếu điện áp 2 nguồn cung cấp bằng nhau thì tính theo trường hợp trên đây.

Còn điện áp 2 nguồn khác nhau thì tính như sau:

Ta dùng phương pháp xếp chồng: Ngoài dòng điện xuất hiện khi $\underline{U}_{A1} = \underline{U}_{A2}$ còn có thêm dòng điện cân bằng $\underline{I}_{cb}$ do độ chênh lệch điện áp giữa $\underline{U}_{A1}$ và $\underline{U}_{A2}$ gây ra. Dòng điện cân bằng này được xếp chồng lên dòng điện bình thường. Dòng điện cân bằng được tính như sau:

$$\underline{I}_{cb} = \frac{\underline{U}_{A1} - \underline{U}_{A2}}{\sqrt{3}Z_E}; \underline{S}_{cb} = \sqrt{3} \underline{I}_{cb}^* \underline{U}_{dm}$$

Sau đó ta có (cho ví dụ ở mục 5.3.1):

$$\underline{I}_{A1} = \underline{I}'_{A1} + \underline{I}_{cb}, \underline{I}_2 = \underline{I}'_2 + \underline{I}_{cb},$$

$$\underline{I}_3 = \underline{I}'_3 + \underline{I}_{cb}, \underline{I}_{A2} = \underline{I}'_{A2} + \underline{I}_{cb}$$

Hoặc đối với công suất:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}'_{A1} + \underline{S}_{cb}, \underline{S}_2 = \underline{S}'_2 + \underline{S}_{cb},$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}'_1 + \underline{S}_{cb}, \underline{S}_{A2} = \underline{S}'_{A2} + \underline{S}_{cb}$$

Trong đó $\underline{I}'_{A1}$, $\underline{I}'_{A2}$, $\underline{I}'_2$, $\underline{I}'_3$ và $\underline{S}'_{A1}$, $\underline{S}'_{A2}$, $\underline{S}'_2$, $\underline{S}'_3$ tính theo (5.7)– (5.9) tức là theo giả thiết $\underline{U}_{A1} = \underline{U}_{A2}$.

Tổng quát ta có:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\Sigma \underline{S}_i Z_{iA2}^*}{Z_\Sigma} + \frac{\underline{U}_{A1}(\underline{U}_{A1}^* - \underline{U}_{A2}^*)}{Z_\Sigma} = \underline{S}'_{A1} + \underline{S}_{cb} \quad (5.13)$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{\Sigma \underline{S}_i Z_{iA1}^*}{Z_\Sigma} + \frac{\underline{U}_{A1}(\underline{U}_{A1}^* - \underline{U}_{A2}^*)}{Z_\Sigma} = \underline{S}'_{A2} + \underline{S}_{cb} \quad (5.14)$$

Ta hãy phân tích thành phần thứ 2 của (5.14), ta lấy $\underline{U}_{A2}$ làm gốc tính toán, $\underline{U}_{A2} = U_{A2l}$ là số thực, còn $\underline{U}_{A1} = U_{A1l} + jU_{A1a}$ (t là phần thực, a là phần ảo), do đó:

$$\underline{U}_{A1}^* - \underline{U}_{A2}^* = U_{A1l} - U_{A2l} - jU_{A1a} = e_1 - j e_2$$

$e_1 = U_{A1l} - U_{A2l}$ là thành phần trùng pha với $\underline{U}_{A2}$ thể hiện độ lệch giá trị tuyệt đối.

$e_2 = U_{A2a}$ là thành phần vuông góc với $\underline{U}_{A2}$, thể hiện độ lệch pha giữa $\underline{U}_{A1}$ và $\underline{U}_{A2}$.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{cb} &= P_{cb} + j Q_{cb} = \frac{\underline{U}_{A2}(\underline{U}_{A1}^* - \underline{U}_{A2}^*)}{Z_\Sigma} = \frac{U_{A2l}(e_1 - j e_2)}{R_\Sigma - jX_\Sigma} \\ &= \frac{U_{A2l}(e_1 - j e_2)(R_\Sigma + jX_\Sigma)}{(R_\Sigma - jX_\Sigma)(R_\Sigma + jX_\Sigma)} \\ &= \frac{U_{A2l}(e_2 X_\Sigma + e_1 R_\Sigma)}{(R_\Sigma - jX_\Sigma)(R_\Sigma + jX_\Sigma)} + \frac{U_{A2l}(e_2 X_\Sigma - e_1 R_\Sigma)}{(R_\Sigma - jX_\Sigma)(R_\Sigma + jX_\Sigma)} \end{aligned} \quad (5.15)$$

Trong lưới trên không cao và siêu cao áp dây dẫn có tiết diện lớn thì $X \gg R$ do đó có thể bỏ qua R trong (5.15):

$$P_{cb} + jQ_{cb} = \frac{U_{A2l} \cdot e_2}{X_\Sigma} + j \frac{U_{A2l} \cdot e_1}{X_\Sigma} \quad (5.16)$$

Ta thấy dòng công suất phản kháng cân bằng Q_{cb} phụ thuộc e_1 còn dòng công suất tác dụng cân bằng P_{cb} phụ thuộc e_2 .

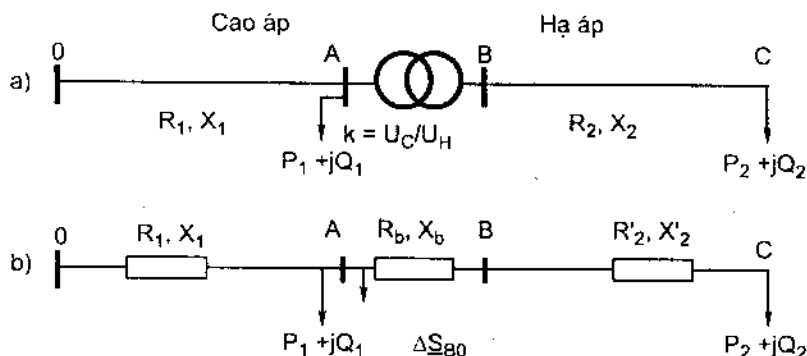
Điều đó có nghĩa là: nếu tác động được vào e_2 , tức là vào góc lệch pha giữa điện áp 2 đầu nguồn thì có thể thay đổi được phân bố công suất tác dụng trong lưới điện kín.

Còn nếu tác động vào e_1 tức là vào độ lệch trị số giữa điện áp 2 đầu nguồn thì có thể thay đổi được phân bố công suất phản kháng trong lưới điện kín.

Từ ý tưởng này người ta đã chế tạo ra các MBA điều chỉnh dọc (e_1) và ngang (e_2) để điều chỉnh phân bố công suất trong HTĐ, xuất phát từ yêu cầu kỹ thuật và kinh tế. Máy biến áp điều chỉnh dọc dưới tải được sử dụng phổ biến để điều chỉnh điện áp.

5.4. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN CÓ 2 CẤP ĐIỆN ÁP

Khi tính lưới điện có 2 cấp điện áp, phải chuyển đổi các thông số lưới điện và chế độ làm việc về một cấp điện áp được chọn làm cơ sở. Xét lưới điện trên hình 5.7.



Hình 5.7

Ta chọn phía cao áp làm cơ sở, có nghĩa là phải tính chuyển thông số của đường dây và MBA về phía cao áp. Z_b được tính về phía cao áp, máy biến áp lý tưởng do đó nằm ở điểm B.

Chuyển đổi thực hiện trên cơ sở bảo toàn công suất, công thức tính chuyển như sau:

Điện áp phía hạ áp chuyển về phía cao áp:

$$U_{II} = k \cdot U_{II} \quad (5.17a)$$

Dòng điện phía hạ áp chuyển về phía cao áp:

$$I'_{II} = I_{II}/k \quad (5.17b)$$

$$Z' = U'_{II}/I'_{II} = k^2 \cdot U_{II}/I_{II} = Z \cdot k^2 \quad (5.18)$$

Điện trở của đường dây 2:

$$R'_2 = R_2 \cdot k^2$$

Cảm kháng của đường dây 2:

$$X'_2 = X_2 \cdot k^2 \quad (5.19)$$

Điện dẫn phản kháng:

$$B'_2 = B_2/k^2$$

k là hệ số biến áp, có thể lấy bằng tỷ số giữa điện áp định mức của 2 cấp:

$$k = U_{đC}/U_{đH} \quad (5.20)$$

Sau khi chuyển đổi về một cấp điện áp ta có sơ đồ lưới điện trên hình 5.7b, và có thể tính toán bình thường. Ví dụ có thể tính được điện áp ở điểm B và C, đó là điện áp chuyển đổi U'_B và U'_C . Điện áp thực sự tại B và C được tính như sau:

$$U_B = U'_B/k, U_C = U'_C/k. \quad (5.21)$$

Trong lưới điện phức tạp, các thông số còn được quy đổi về hệ đơn vị tương đối.

5.5. TÍNH TOÁN ĐƯỜNG DÂY DÀI SIÊU CAO ÁP

5.5.1. Phương trình đường dây dài

Đường dây tải điện siêu cao áp dài trên 300km gọi là đường dây dài. Đó là đường dây điện 500kV. Đường dây điện 220kV thường có tầm hoạt động khoảng 150 - 200km, trường hợp có độ dài 300km cũng là đường dây điện dài.

Khi tính toán riêng các đường dây dài 500kV ta dùng mô hình mạng 2 của thông số rải (còn gọi là mạng 4 cực):

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_x &= \underline{U}_2 \text{ch}\underline{\gamma}x + \sqrt{3} \underline{I}_2 \underline{Z}_s \text{sh}\underline{\gamma}x \\ \underline{I}_x &= \underline{I}_2 \text{ch}\underline{\gamma}x + \frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3} \underline{Z}_s} \text{sh}\underline{\gamma}x \end{aligned} \right\} \quad (5.22)$$

Trong đó: $\text{sh}\underline{\gamma}x = \frac{e^{\underline{\gamma}x} - e^{-\underline{\gamma}x}}{2} ; \text{ch}\underline{\gamma}x = \frac{e^{\underline{\gamma}x} + e^{-\underline{\gamma}x}}{2}$

(sinus hyperbol và cosinus hyperbol)

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Y}_0 \underline{Z}_0} = \sqrt{(G_0 + j\omega C_0)(R_0 + j\omega L_0)} = \beta + j\alpha = \gamma e^{j\theta}$$

$\underline{\gamma}$ là hệ số truyền sóng của đường dây; β là hệ số suy giảm; α là hệ số pha.

$$\underline{Z}_s = \sqrt{\frac{R_0 + j\omega L_0}{G_0 + j\omega C_0}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} = |\underline{Z}_s| e^{j\theta} = Z_s \angle \theta$$

$\underline{Z}_s$ là tổng trở sóng của đường dây

Các thông số $\underline{Z}_0, \underline{Y}_0$ là tổng trở và tổng dẫn đơn vị của đường dây.

x là khoảng cách từ cuối đường dây đến điểm cần tính $\underline{U}_x$ và $\underline{I}_x$ khi đã biết $\underline{U}_2, \underline{I}_2$ ở cuối đường dây.

Xét trường hợp $R_0 = 0, G_0 = 0$ (đường dây điện không tổn thất), đây là giả thiết chấp nhận được với đường dây điện 500kV vì điện trở rất nhỏ so với cảm kháng và do dây dẫn phân pha nên tổn thất vắng quang rất thấp.

Ta có:

$$\begin{aligned} \underline{\gamma} &= \sqrt{\underline{Y}_0 \underline{Z}_0} = \sqrt{(j\omega C_0)(j\omega L_0)} \\ &= j\omega \sqrt{L_0 C_0} = j\alpha_0 \end{aligned} \quad (5.23)$$

$$\underline{Z}_s = \sqrt{\frac{j\omega L_0}{j\omega C_0}} = \sqrt{\frac{X_0}{B_0}} = Z_{s0} \quad (5.24)$$

Điện trở sóng là số thực còn tổng trở sóng là số ảo, là hệ số truyền sóng α_0 .
đường dây điện 500kV có $\alpha_0 \approx 1,07 \cdot 10^{-3} \text{ rad/km} = 0,061^\circ/\text{km}$, $Z_{s0} \approx 261 \Omega$.

Điện năng được truyền trên đường dây điện dưới dạng sóng điện áp và dòng điện. Hệ số truyền sóng α xác định tốc độ truyền sóng trên đường dây dài theo công thức:

$$v = \frac{\omega}{\alpha} = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \text{ km/s}$$

Tốc độ truyền sóng trên đường dây điện trên không bằng tốc độ ánh sáng 300000km/s.

Bước sóng λ là chiều dài đoạn đường dây điện trong đó điện áp trở lại giá trị ban đầu:

$$\lambda = \frac{2\pi}{\alpha} = \frac{v}{f} = \frac{300000}{50} = 6000 \text{ km cho đường dây điện trên không.}$$

Khi đường dây điện không tổn thất, theo quy tắc lượng giác hyperbol ta có:

$$\left. \begin{aligned} \cosh \alpha_0 x &= \cosh \alpha_0 x = \cos \alpha_0 x \\ \sinh \alpha_0 x &= \sinh \alpha_0 x = j \sin \alpha_0 x \end{aligned} \right\} \quad (5.25)$$

Phương trình (5.22) trở thành:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_x &= \underline{U}_2 \cos \alpha_0 x + j\sqrt{3} I_2 Z_{s0} \sin \alpha_0 x \\ \underline{I}_x &= I_2 \cos \alpha_0 x + j \frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3} Z_{s0}} \sin \alpha_0 x \end{aligned} \right\} \quad (5.26)$$

Phương trình (5.26) dùng để tính phân bố điện áp trên đường dây điện siêu cao áp không tổn thất.

5.5.2. Công suất tự nhiên và công suất giới hạn của đường dây dài

1. Công suất tự nhiên

Giả thiết phụ tải là thuần tác dụng, I_2 là số thực, có thể thay bằng tổng trở cố định Z_m :

$$Z_m = \frac{U_2}{\sqrt{3} I_2} \quad (5.27)$$

Rút I_2 từ (5.27) rồi thay vào (5.26):

$$\begin{aligned} \underline{U}_x &= U_2 \cos \alpha_0 x + j\sqrt{3} \frac{U_2}{\sqrt{3} Z_m} Z_{s0} \sin \alpha_0 x \\ &= U_2 \cos \alpha_0 x + j \frac{U_2}{Z_m} Z_{s0} \sin \alpha_0 x \end{aligned}$$

Trường hợp đặc biệt khi $Z_{px} = Z_{s0}$ ta có:

$$\underline{U}_x = U_2 \cos \alpha_0 x + j U_2 \sin \alpha_0 x \quad (5.28)$$

Ta thấy điện áp $\underline{U}_x$ biến đổi trên một đường tròn: modul là hằng số, chỉ có góc pha so với U_2 thay đổi.

Khi $x =$ bước sóng λ điện áp $\underline{U}_x$ quay được một góc 360° , vậy $1/4$ bước sóng là 1500km ứng với 90° , một nửa bước sóng 3000km ứng với 180° .

Công suất tải trong trường hợp này gọi là công suất tự nhiên:

$$P_m = \frac{U_2^2}{Z_{px}} = \frac{U_2^2}{Z_{x0}} \quad (5.29)$$

Công suất tự nhiên là công suất đặc trưng của đường dây điện dài. Khi tải công suất tự nhiên trên đường dây điện xảy ra hiện tượng tự bù: tổn thất công suất phản kháng trên đường dây điện cân bằng với công suất phản kháng do đường dây điện sinh ra làm cho thành phần dọc trục của tổn thất điện áp trên đường dây điện bằng không.

Đường dây dài được thiết kế để tải được công suất tự nhiên, do đó công suất tự nhiên là thông số đo khả năng tải của đường dây điện dài.

2. Phân bố điện áp trên đường dây dài

Tính phân bố điện áp theo công suất:

$\underline{I}_2$ là dòng điện cuối đường dây tính theo công suất phụ tải $\underline{S}_2$:

$$\underline{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}U_2} \quad (5.30)$$

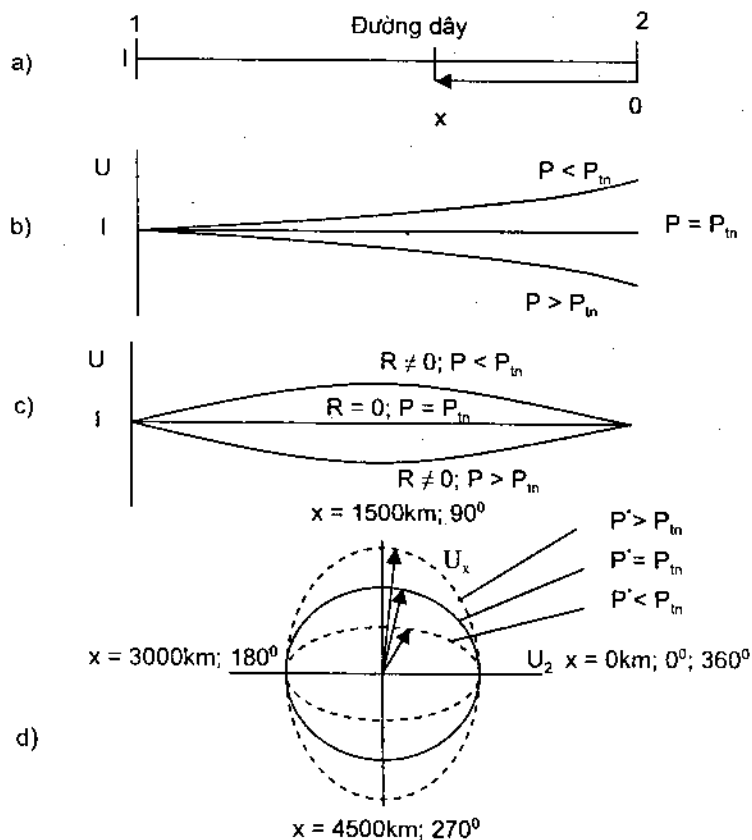
Thay $\underline{I}_2$ theo (5.30) vào (5.26), lấy U_2 làm gốc tính toán và biến đổi ta được:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_x &= U_2 (\cos \alpha_0 x + Q_2^* \sin \alpha_0 x + j P_2^* \sin \alpha_0 x) \\ \underline{I}_x &= \frac{U_2}{\sqrt{3}Z_{x0}} [P_2^* \cos \alpha_0 x + j(\sin \alpha_0 x - Q_2^* \cos \alpha_0 x)] \end{aligned} \right\} \quad (5.31)$$

Trong đó: $P_2^* = P_2 / P_m$; $Q_2^* = Q_2 / P_m$

Khảo sát biến thiên điện áp trên đường dây điện dài ta có kết quả trên hình 5.8.

Trên hình 5.8.b là diễn biến điện áp cho đường dây điện có phụ tải cuối đường dây điện, khi công suất tải bằng công suất tự nhiên điện áp không đổi dọc đường dây điện, khi công suất tải lớn hơn công suất tự nhiên điện áp giảm, còn khi công suất tải nhỏ hơn công suất tự nhiên điện áp cuối đường dây điện tăng cao so với điện áp nguồn.



Hình 5.8

Trên hình 5.8c là trường hợp đường dây điện có khả năng giữa điện áp 2 đầu không đổi, khi đó điện áp sẽ cao lên ở giữa đường dây điện.

Trên hình 5.8d là phân bố điện áp theo độ dài đường dây điện. Nếu công suất tải lớn hơn công suất tự nhiên điện áp sẽ tăng theo x , nghĩa là điện áp đầu đường dây điện cao hơn cuối đường dây điện. Nếu công suất nhỏ hơn công suất tự nhiên, điện áp đầu đường dây điện nhỏ hơn điện áp cuối đường dây điện, nghĩa là điện áp tăng cao ở cuối đường dây điện. Khi đường dây điện có độ dài $1/4$ bước sóng, tức là 1500km , điện áp quay được 90° , điện áp cuối đường dây điện sẽ tăng nhiều nhất khi non tải và cũng giảm nhiều nhất khi tải nặng. Trường hợp đường dây điện dài 1500m là trường hợp xấu nhất của đường dây dài về điện áp và khả năng tải, do đó xét thiết kế và vận hành đường dây điện dài khoảng 1500km là khó nhất.

Khi độ dài 3000km tình hình tốt nhất, điện áp cuối và đầu đường dây điện bằng nhau.

3. Chế độ không tải

Thay $P^* = Q^* = 0$, $x = 1$ vào (5.31) ta được:

$$\begin{aligned}U_1 &= U_2 \cos \alpha_0 l \\I_1 &= j \frac{U_2}{\sqrt{3}Z_{s0}} \sin \alpha_0 l\end{aligned}\quad (5.32)$$

$\cos \alpha_0 l$ là độ tăng điện áp, nếu $\alpha_0 = 0,061$ "/km, $l = 300$ km, $U_1 = 500$ kV thì:

$$U_2 = \frac{U_1}{\cos \alpha_0 l} = \frac{500}{\cos(0,061 \cdot 300)} = \frac{500}{0,949} = 526,8 \text{ kV}$$

Ta thấy điện áp cuối đường dây điện tăng quá giới hạn cho phép 1,05.

Như vậy đường dây điện dài chỉ có thể làm việc tốt khi độ dài nhỏ hơn 300km.

Trong chế độ không tải, công suất phản kháng do điện dung đường dây điện sinh ra rất lớn, đổ về nguồn có thể gây quá tải cho máy phát:

$$Q_1 = \sqrt{3}U_1 I_1 = \frac{U_2^2 \cos \alpha_0 l \cdot \sin \alpha_0 l}{Z_{s0}} = \frac{U_2^2 \sin 2\alpha_0 l}{2Z_{s0}}$$

Cho $l = 300$ km, $U_2 = 500$ kV, $Z_{s0} = 261 \Omega$:

$$Q_1 = \frac{U_2^2 \sin 2\alpha_0 l}{2Z_{s0}} = \frac{500^2 \sin(2 \cdot 0,061 \cdot 300)}{2 \cdot 261} = 286 \text{ MVar}$$

Do đó nếu đường dây dài hơn 300km phải đặt thêm kháng bù ngang để hạn chế điện áp tăng cao khi không tải và quá tải máy phát, và tụ bù dọc để hạn chế điện áp giảm thấp trong chế độ max.

Trong chế độ không tải còn có nguy cơ gây ra tự dao động tăng dần và tự kích thích ở máy phát điện.

4. Khả năng tải của đường dây dài

Đường dây điện dài chỉ có thể tải được công suất đến công suất giới hạn:

$$P_{gh} = \frac{U_1 U_2}{Z_{s0} \sin \alpha_0 l} \quad (5.33)$$

Công suất này sẽ nhỏ nhất khi góc $\alpha_0 l = 90^\circ$, tức là đường dây điện 1/4 bước sóng và tốt nhất ở 3000km.

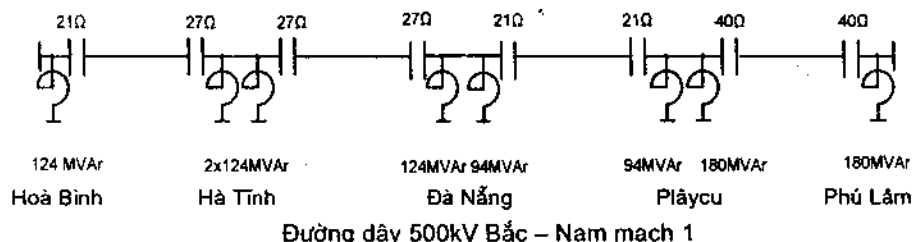
Để tăng khả năng tải của đường dây điện dài phải bù dọc bằng tụ điện làm giảm Z_{s0} và α_0 .

5. Bù trên đường dây dài

Như đã phân tích ở trên, đặt bù trên đường dây điện dài hơn 300km là bắt buộc: Bù ngang bằng kháng điện để hạn chế tác dụng của điện dung đường dây

trong chế độ non tải và không tải, bù dọc bằng tụ điện để nâng cao khả năng tải, giảm tổn thất điện áp trong chế độ max. Tụ bù dọc và kháng bù ngang có thể bố trí ở 2 đầu đường dây điện, ở giữa... tùy theo độ dài đường dây điện.

Trên hình 5.9. là đường dây điện dài Bắc – Nam mạch 1.



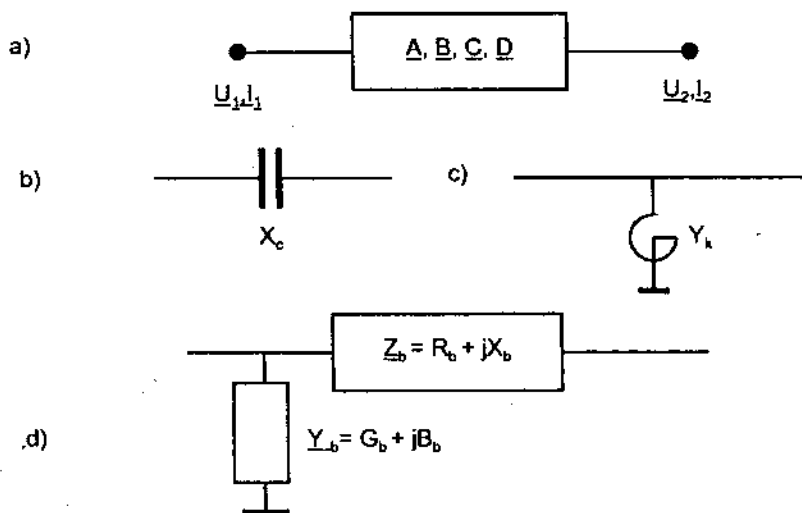
Hình 5.9

6. Tính toán đường dây điện dài có bù

Khi đường dây điện có bù, là đường dây điện không thuần nhất không thể dùng các phương trình đã nêu trên để tính mà phải dùng mạng 4 cực.

a) Mạng 4 cực

Trên hình 5.10a là sơ đồ mạng 4 cực với các thông số đặc trưng A, B, C, D.



Hình 5.10

Nếu mạng 4 cực là đối xứng thì A = D và A, B, C, D thoả mãn điều kiện:

$$\underline{A} \underline{D} - \underline{B} \underline{C} = 1$$

Ta có thể tính được U₁, I₁ từ U₂, I₂:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \underline{A}\underline{U}_2 + \sqrt{3}\underline{B}\underline{I}_2 \\ \underline{I}_1 &= \frac{1}{\sqrt{3}}\underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2\end{aligned}\quad (5.34)$$

Thông số $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$, $\underline{D}$ của đường dây điện và các phần tử khác như sau:

– Đường dây điện:

$$\begin{aligned}\underline{A} &= \cos \alpha_0 l + j \frac{R_0}{2X_0} \alpha_0 l \sin \alpha_0 l = \underline{D} \\ \underline{B} &= Z_{s0} \left(\frac{R_0}{2X_0} (\alpha_0 l \cos \alpha_0 l + j \sin \alpha_0 l) \right) \\ \underline{C} &= \frac{1}{Z_{s0}} \left(\frac{R_0}{2X_0} (\alpha_0 l \cos \alpha_0 l + j \sin \alpha_0 l) \right)\end{aligned}\quad (5.35)$$

– Tự bù dọc (hình 5.10b)

$$\begin{aligned}\underline{A}_T &= 1 + j0 = \underline{D}_T \\ \underline{B}_T &= 0 - jX_c \\ \underline{C}_T &= 0 + j0\end{aligned}\quad (5.36)$$

Trong đó: $X_c = \frac{1}{\omega C} \quad [\Omega]$

X_c là dung kháng cần bù.

Ví dụ 5.3. $U_{dd} = 500\text{kV}$; $X_c = 31\Omega$; $\underline{B}_T = -j31$. Tính số tự bù.

Giải:

Từ X_c tính được điện dung C hoặc công suất tự Q_c :

$$C = \frac{1}{\omega X_c} = \frac{1}{314.31} = 1,027 \cdot 10^{-4} \text{ F}$$

Từ thông số trên tính ra số tự cần thiết.

– Kháng bù ngang (hình 5.10c)

$$\begin{aligned}\underline{A}_k &= 1 + j0 = \underline{D}_k \\ \underline{B}_k &= 0 + j0 \\ \underline{C}_k &= 0 - jY_k \\ Y_k &= \frac{1}{X_k}\end{aligned}\quad (5.37)$$

Trong đó: $X_k = \frac{U_{dd}^2}{S_k}$

S_k là công suất của kháng cần bù [MVar].

Ví dụ 5.4. $S_k = 125 \text{ MVA}$; $U_{dd} = 500 \text{ kV}$;

$$X_k = \frac{500^2}{125} = 2000 \, \Omega; Y_k = 0,0005; C_k = -j0,0005$$

– Máy biến áp 2 cuộn dây (hình 5.10d):

$$\begin{aligned} \underline{A}_b &= 1 \\ \underline{B}_b &= \underline{Z}_B \\ \underline{C}_b &= \underline{Y}_b \\ \underline{D}_b &= 1 = \underline{Y}_b \underline{Z}_b \end{aligned} \quad (5.38)$$

b) Tính đường dây điện dài theo mạng 4 cực

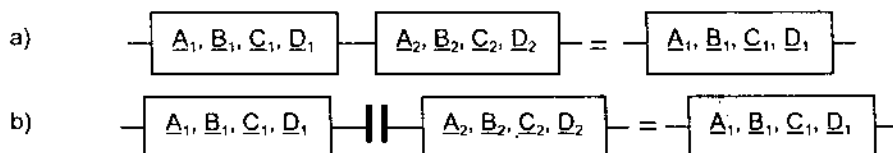
Thay thế các phần tử của đường dây dài bằng mạng 4 cực của chúng.

Có 2 cách tính:

– Gộp các mạng 4 cực của các phần tử thành mạng 4 cực chung;

– Tính lần lượt từng phần tử.

+ Gộp các mạng 4 cực thành mạng 4 cực chung (hình 5.11a):



Hình 5.11

Công thức tính gộp 2 mạng 2 cửa là phép nhân ma trận:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

Ghép lần lượt từng đôi ta có mạng 4 cực chung.

Trên hình 5.11b là sơ đồ mạng 4 cực của đường dây điện dài có tụ bù ở giữa.

Mạng 4 cực chung là:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -jX_c \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} \underline{A}_1 \underline{B}_2 + (\underline{B}_1 - jX_c \underline{A}_1) \underline{C}_2 & \underline{A}_1 \underline{B}_2 + (\underline{B}_1 - jX_c \underline{A}_1) \underline{D}_2 \\ \underline{C}_1 \underline{A}_2 + (\underline{D}_1 - jX_c \underline{C}_1) \underline{C}_2 & \underline{B}_2 \underline{C}_1 + (\underline{D}_1 - jX_c \underline{C}_1) \underline{D}_2 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Sau khi gộp xong tính chế độ theo (5.26) hay (5.31). Tính gộp chỉ tính được kết quả ở 2 đầu đường dây điện.

+ Tính lần lượt: Từ thông số dòng và áp cuối đường dây điện tính lên mạng 4 cực thứ nhất, lấy kết quả tính mạng 4 cực thứ 2... cho đến đầu đường dây điện,

cho phép tính được phân bố điện áp và dòng điện trên dọc đường dây điện (đường dây điện được chia làm nhiều đoạn).

Nếu biết điện áp đầu đường dây điện và công suất cuối đường dây điện thì phải tính lập.

7. Tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng

a) Tính tổn thất công suất

Nếu đường dây điện ngắn (<300km) có thể tính gần đúng như đường dây điện bình thường, bằng các phương pháp trình bày trong chương 3.

Nếu đường dây điện dài có bù thì tính chế độ. Sau khi tính chế độ ta tính được $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ và $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$.

Tổn thất công suất là:

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

$$\Delta Q = Q_1 - Q_2$$

b) Tổn thất điện năng

Có các loại tổn thất điện năng:

– Do dòng điện: do có dòng điện dung khá lớn nên ngay cả khi không tải vẫn có tổn thất công suất và tổn thất điện năng, cho nên nếu đường dây điện dài thì phép tính khá phức tạp.

– Do vầng quang: tổn thất này khó tính chính xác được. Các hệ thống điện lớn đều tiến hành đo trên đường dây điện để tính tổn thất này. Ví dụ: trên đường dây điện 500kV khi thời tiết tốt $\Delta P_{vq1} = 1,2 \text{ kW/km}$, khi thời tiết xấu: $\Delta P_{vq2} = 82 \text{ kW/km}$.

Tổn thất điện năng do vầng quang 1 năm:

$$\Delta A_{vq} = T_1 \cdot \Delta P_{vq1} + T_2 \cdot \Delta P_{vq2} \quad (5.40)$$

T_1 và T_2 là thời gian thời tiết tốt và xấu trong năm.

5.6. TÍNH TOÁN LƯỚI ĐIỆN HỆ THỐNG

5.6.1. Mô hình điện thế nút của lưới điện, phương pháp Gauss– Seidel

1. Hệ phương trình điện thế nút

Xét lưới điện trong hình 5.12.

Lưới điện gồm các nhánh và nút. Nút là nút nguồn hoặc nút tải, tụ bù, kháng bù... Nhánh là đường dây điện nối 2 nút tải kế nhau, nhánh cũng có thể là máy biến áp, tụ bù dọc...

Lưới điện có $N + 1$ nút đánh số từ 0 đến N , có N_h nhánh, có thể đánh số theo 2 cách:

- Theo số thứ tự 1, 2, ..., Nh;

- Theo số nút đầu và nút cuối ví dụ nhánh j có nút đầu là i và nút cuối là k thì có thể gọi là nhánh j hoặc gọi là nhánh ik . Nút đầu và cuối tính theo chiều quy ước của dòng điện trong nhánh, nếu dòng điện đi từ i đến k thì nút đầu là i , nút cuối là k .

Nhánh đường dây điện cho biết:

- Tổng trở nhánh Z_{dj} :

$$Z_{dj} = R_{dj} + jX_{dj}$$

- Tổng dẫn nhánh: trong thực tế điện dẫn nhánh được bỏ qua vì rất nhỏ, nên chỉ có dung dẫn nhánh B_{dj} chia làm 2 đặt ở 2 đầu đường dây. Dung dẫn nhánh cũng có thể cho dưới dạng công suất phản kháng:

$$Q_{Cdj} \text{ hoặc } Q_{Cdik} = U_{dd}^2 \cdot B_{dik} [\text{MVar}].$$

Chia cho 2 rồi nhập vào công suất nút cận kề.

- Nhánh máy biến áp: cho thông số và cấu trúc, hệ số biến áp.

- Nhánh tụ bù dọc: cho điện dung, tính ra dung kháng X_C .

Nút cho biết:

- Nút phát: cho công suất phát $S_F = P_F + jQ_F$ hoặc $S_G = P_G + jQ_G$

- Nút tải: cho phụ tải $S_P = P_P + jQ_P$ hoặc $S_L = P_L + jQ_L$, từ công suất tính được dòng điện nút j .

- Thông số các phần tử đầu vào nút như: tụ bù, kháng bù, SVC... cho bằng dung dẫn và kháng dẫn.

Cần lập hệ phương trình mô tả quan hệ giữa I, I, U của các nút và nhánh:

I_j - Dòng điện nguồn bơm vào hệ thống hoặc dòng điện tải lấy từ hệ thống qua nút i - Gọi chung là *dòng nút*.

I_j - Dòng điện trong các nhánh j của lưới điện. Dòng này còn có thể được viết dưới dạng I_{ik} - i, k là hai nút đầu và nút cuối của nhánh j - Gọi chung là *dòng nhánh*.

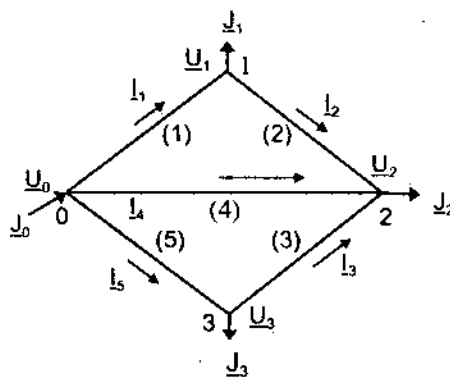
U_i Điện áp pha tại nút i .

Để có thể lập được các phương trình của lưới điện ta quy ước dấu của dòng điện I_j như sau:

I_j Có chiều đi ra khỏi nút i : $-I_j$

I_j Có chiều đi vào nút i : $+I_j$

Từ đó ta lập được quan hệ giữa dòng nhánh và dòng nút theo định luật Kiecs hóp 1 theo dấu quy ước của dòng điện.



Hình 5.12

Ví dụ 5.5 (hình 5.12). Lưới điện có 4 nút đánh số 0, 1, 2, 3 và 5 nhánh từ 1 đến 5:

Nhánh	1	2	3	4	5	
Nút 0	I_1			I_4	I_5	$-J_0 = 0$
1	$-I_1$	I_2				$J_1 = 0$
2		$-I_2$	$-I_3$	$-I_4$		$J_2 = 0$
3			I_3		$-I_5$	$J_3 = 0$

Chuyển về I_i sang về phải:

$$\begin{aligned}
 I_1 & & I_4 & I_5 & = & +J_0 \\
 -I_1 & -I_2 & & & = & -J_1 \\
 & -I_2 & -I_3 & -I_4 & = & -J_2 \\
 & & I_3 & -I_5 & = & -J_3
 \end{aligned}$$

Hệ trên có 4 phương trình 4 ẩn, nhưng còn thêm điều kiện định luật Kiéc hốp 1 cho toàn lưới điện:

$$+J_0 - J_1 - J_2 - J_3 = 0$$

Cho nên chỉ có 3 biến số độc lập. Để hệ trên có thể giải được phải bỏ bớt đi một phương trình còn ba phương trình tương ứng với ba nút độc lập, như vậy 3 là số nút độc lập.

Bỏ phương trình ứng với nút 0 (có thể bỏ nút bất kỳ trong lý thuyết, nhưng trong thực tế đó là nút cân bằng – là nút nguồn có công suất không ràng buộc chặt, có thể gánh được tổn thất trên lưới điện).

Còn lại 3 phương trình:

$$\begin{aligned}
 -I_1 + I_2 & = -J_1 \\
 -I_2 - I_3 - I_4 & = -J_2 \\
 I_3 - I_5 & = -J_3
 \end{aligned}$$

Viết dưới dạng ma trận:

$$\begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -J_1 \\ -J_2 \\ -J_3 \end{bmatrix} \quad (5.41a)$$

$$\text{Dạng rút gọn: } M I = J \text{ suy ra } I = M^{-1} J \quad (5.41b)$$

Đây là phương trình cân bằng dòng điện nút.

Để đơn giản cách viết các ma trận phức chỉ viết chữ đậm không có gạch chân. Vecto phức liên hợp thì dùng chữ đậm có dấu (*) ví dụ I^* .

Nút 0: nút cân bằng, là nút nguồn (có thể đặt nút $N + 1$ là nút cân bằng).

Trong lưới điện có thể có nhiều nút nguồn, nhưng chỉ chọn một nút làm nút cân bằng, các nút nguồn khác cho cường độ công suất phát, có dấu ngược với dấu của công suất phụ tải.

Tổng quát: nếu lưới điện có $N + 1$ nút thì có N nút độc lập.

I – Ma trận cột dòng nhánh bậc Nh.

J – Ma trận cột dòng nút bậc N: Nguồn $\underline{J}_i$ có dấu +; Tải $\underline{J}_i$ có dấu –.

Giả thiết dòng điện liên dung của lưới điện được gộp vào $\underline{J}_i$.

M – Ma trận liên lạc chữ nhật, bậc $N \times N_h$. Trong đó N_h là số nhánh, N là số nút.

Hệ phương trình (5.41a) không đủ để tính dòng nhánh vì có 5 ẩn mà chỉ có 3 phương trình. Phải lập thêm các phương trình khác:

Giả thiết chọn điện áp pha U_0 của nút cân bằng làm điện áp cơ sở chỉ có phần thực, góc = 0, ta có:

$$\underline{U}_1 = U_0 + \underline{U}_{\bullet 1}$$

$$\underline{U}_2 = U_0 + \underline{U}_{\bullet 2}$$

$$\underline{U}_3 = U_0 + \underline{U}_{\bullet 3}$$

$$\underline{U}_i - \text{Điện áp tại nút } i.$$

$\underline{U}_{\bullet i}$ – Tổn thất điện áp từ nút i đến nút cơ sở hay là độ lệch điện áp giữa nút i và nút cơ sở.

Nút 0 được gọi là nút cơ sở, nút cơ sở và nút cân bằng có thể khác nhau, nhưng trong thực tế thường chọn chúng trùng nhau, để có thể dẫn xuất được hệ phương trình điện thế nút như dưới đây.

Ta có tổn thất điện áp trên từng nhánh $\Delta \underline{U}_i$ bằng điện áp nút đầu trừ nút cuối:

$$\Delta \underline{U}_i = \underline{U}_{\text{NDT}} - \underline{U}_{\text{SC}}$$

Theo sơ đồ ta có:

$$\Delta \underline{U}_1 = U_0 - \underline{U}_1 = U_0 - U_0 - \underline{U}_{\bullet 1} = -\underline{U}_{\bullet 1}$$

$$\Delta \underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = U_0 + \underline{U}_{\bullet 1} - U_0 - \underline{U}_{\bullet 2} = \underline{U}_{\bullet 1} - \underline{U}_{\bullet 2}$$

$$\Delta \underline{U}_3 = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = U_0 + \underline{U}_{\bullet 1} - U_0 - \underline{U}_{\bullet 2} = -\underline{U}_{\bullet 2} + \underline{U}_{\bullet 1}$$

$$\Delta \underline{U}_1 = U_0 - \underline{U}_2 = U_0 - U_0 - \underline{U}_{\bullet 2} = -\underline{U}_{\bullet 2}$$

$$\Delta \underline{U}_3 = U_0 - \underline{U}_3 = U_0 - U_0 - \underline{U}_{\bullet 3} = -\underline{U}_{\bullet 3}$$

Dạng ma trận:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{\bullet 1} \\ \underline{U}_{\bullet 2} \\ \underline{U}_{\bullet 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_2 \\ \Delta \underline{U}_3 \\ \Delta \underline{U}_1 \\ \Delta \underline{U}_3 \end{bmatrix} \quad (5.42a)$$

Rút gọn: $M' U_s = \Delta U$

Hay $M_i U_s = \Delta U$ (5.42b)

U_s là ma trận cột độ lệch điện áp nút so với nút cơ sở.

M' chính là ma trận chuyển vị của M tức là M_i' . (Nếu lấy nút cơ sở khác nút cân bằng thì M' khác M_i).

Mặt khác có thể tính ΔU nhánh theo dòng nhánh và tổng trở nhánh:

$$\Delta U_1 = Z_{d1} I_1$$

$$\Delta U_2 = Z_{d2} I_2$$

$$\Delta U_3 = Z_{d3} I_3$$

$$\Delta U_4 = Z_{d4} I_4$$

$$\Delta U_5 = Z_{d5} I_5$$

Dạng ma trận:

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \Delta U_4 \\ \Delta U_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{d1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{d2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{d3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{d4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{d5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{bmatrix} \quad (5.43a)$$

Z_{di} : Tổng trở nhánh i . Rút gọn ta có:

$$\Delta U = Z_d I \quad (5.43b)$$

Từ (5.41) (5.42) (5.43) rút ra:

$$I = Z_d^{-1} \Delta U = Z_d^{-1} M_i' U_s$$

$$M^{-1} J = Z_d^{-1} M_i' U_s$$

$$J = M Z_d^{-1} M_i' U_s$$

$Z_d^{-1} = Y_d$ là ma trận tổng dẫn nhánh (ma trận đường chéo bậc $N_b \times N_b$), trong đó các phần tử là tổng dẫn đường dây:

$$Y_{di} = 1/Z_{di} \quad (5.44)$$

Đặt: $Y = M Z_d^{-1} M_i'$ (5.45)

Y gọi là ma trận tổng dẫn nút.

Ma trận tổng dẫn Y cho mô tả đầy đủ cấu trúc lưới điện.

Ta có hệ phương trình:

$$Y U_s = J \quad (5.46)$$

Hệ (5.46) gọi là phương trình điện thế nút hay là phương trình cân bằng dòng điện nút cho phép tính được điện áp nút khi biết điện áp nút cơ sở, dòng điện nút và ma trận tổng dẫn nút Y .

$$\text{Từ (5.46) ta có: } \underline{U}_n = \underline{Y}^{-1} \cdot \underline{J} = \underline{Z} \cdot \underline{J} \quad (5.47)$$

$$\text{Trong đó: } \underline{Z} = \underline{Y}^{-1} = (\underline{M} \cdot \underline{Z}_d^{-1} \cdot \underline{M}_1)^{-1} \quad (5.48)$$

Gọi là ma trận tổng trở nút, phương trình (5.48) dùng để giải tích lưới điện theo phương pháp ma trận tổng trở nút $\underline{Z}$.

2. Cách tính ma trận tổng dẫn $\underline{Y}$

Các phần tử của ma trận tổng dẫn $\underline{Y}$ tính như sau:

– Phần tử ngoài đường chéo $\underline{Y}_{ik}$ là tổng dẫn tương hỗ giữa 2 nút i, k .

$$\underline{Y}_{ik} = -\underline{Y}_{di} = -\frac{1}{\underline{Z}_{di}} = -\frac{R_{di}}{R_{di}^2 + X_{di}^2} + j \frac{X_{di}}{R_{di}^2 + X_{di}^2} \quad (5.49)$$

$\underline{Y}_{di}$ là tổng dẫn của đường dây điện j .

– Phần tử đường chéo gọi là tổng dẫn riêng của nút i .

$$\underline{Y}_{ii} = -\sum_{k \in C_i} \underline{Y}_{ik} = \sum_{j \in C_i} \underline{Y}_{di} \quad (5.50)$$

C_i là tập các nhánh nối vào nút i .

Ma trận tổng dẫn $\underline{Y}$ có các đặc điểm sau:

- + Vuông bậc $N \times N$ (tổng số nút của lưới là $N + 1$).
- + Đối xứng $\underline{Y}_{ik} = \underline{Y}_{ki}$.
- + Phức.

Ví dụ 5.6. Lập ma trận $\underline{Z}$, các thông số cho trên hình 5.13.

Giải: Tra bảng và tính, được:

$$\underline{Z}_1 = 13,20 + j 43\Omega;$$

$$\underline{Z}_2 = 10,56 + j 34,4\Omega;$$

$$\underline{Z}_3 = 7,92 + j 25,8\Omega.$$

Không tính dung dẫn của đường dây.

$$\text{Tính } \underline{Y}_{di}: \underline{Y}_{d1} = 0,00652 - j 0,02125 \text{ } 1/\Omega; \underline{Y}_{d2} = 0,00816 - j 0,02657 \text{ } 1/\Omega;$$

$$\underline{Y}_{d3} = 0,01087 - j 0,03542 \text{ } 1/\Omega$$

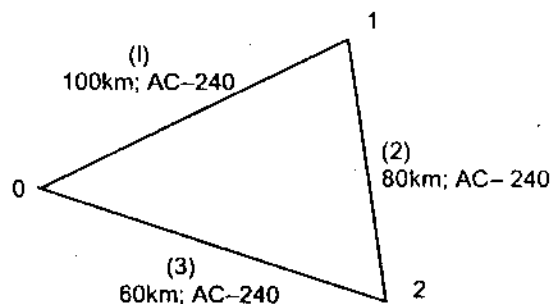
$$\text{Tính } \underline{Y}_{ik}: \underline{Y}_{11} = \underline{Y}_{d1} + \underline{Y}_{d2} = 0,01468 - j 0,04782 = 0,05002 [-72,93^\circ] \text{ } 1/\Omega$$

$$\underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{d2} = -0,00816 + j 0,02657 = -0,02779 [-72,93^\circ] \text{ } 1/\Omega$$

$$\underline{Y}_{21} = \underline{Y}_{12};$$

$$\underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{d2} + \underline{Y}_{d3} = 0,01903 - j 0,06199 = 0,06485 [-72,93^\circ] \text{ } 1/\Omega$$

Ma trận $\underline{Y}$ có 4 phần tử:



Hình 5.13

$$\underline{Y} = \begin{vmatrix} 0,0147 - j0,0478 & -0,0082 + j0,026 \\ -0,0082 + j0,026 & 0,01903 - j0,06199 \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} 0,05002 \angle -72,93^\circ & -0,2779 \angle -72,93^\circ \\ -0,02779 \angle -72,93^\circ & 0,06485 \angle -72,93^\circ \end{vmatrix}$$

Ma trận $Z = Y^{-1}$: $Z_{11} = 0,170 + j25,083$; $Z_{12} = -0,095 + j10,750$;
 $Z_{22} = 0,22 + j19,350$; $Z_{21} = Z_{12}$.

3. Thành lập ma trận liên lạc nút - nhánh

- Chọn nút cân bằng trùng với nút cơ sở thường ký hiệu là nút 0.

- Cho biết chiều dòng điện tức chiều của mỗi nhánh:

+ Trên hình vẽ = mũi tên.

+ Trên máy tính = nút đầu, nút cuối.

Xét nhánh:

M_{ij} = i nút, j nhánh:

- Nếu chiều của nhánh đi vào nút hoặc i là nút cuối của nhánh j thì $M_{ij} = -1$

- Nếu chiều của nhánh đi ra khỏi nút hoặc i là nút đầu của nhánh j thì $M_{ij} = +1$

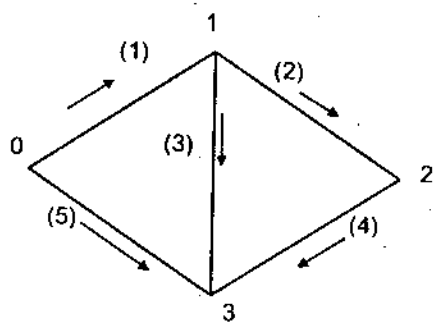
Trừ nút cân bằng không xét.

Ví dụ: (hình 5.14)

$$M = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Nhánh} \\ \text{Nút} \end{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{vmatrix} -1 & +1 & +1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & +1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & -1 \end{vmatrix} \end{matrix}$$

Chuyển vị của M :

$$M_1 = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Nút} \\ \text{Nhánh} \end{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 \\ +1 & -1 & 0 \\ +1 & 0 & -1 \\ 0 & +1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 \end{vmatrix} \end{matrix}$$



Hình 5.14

Trong ma trận M , mỗi cột ứng với 1 nhánh có 2 phần tử: phần tử +1 và phần tử -1 riêng nhánh 1 và nhánh 5 có liên lạc với nút cân bằng cho nên chỉ có 1 phần tử.

Kết luận: Để mô tả cấu trúc lưới điện cho ma trận M và ma trận đường chéo tổng trở nhánh Z_d là đủ.

4. Phương pháp Gauss – Seidel

Giải hệ $Y U_* = J$

Dòng nút J_i được cho trước, đây là hệ phương trình tuyến tính, dạng khai triển (với giả thiết nút 0 là nút cân bằng) là:

$$Y_{11} \underline{U}_{*1} + Y_{12} \underline{U}_{*2} + \dots + Y_{1n} \underline{U}_{*n} = J_1$$

$$Y_{21} \underline{U}_{*1} + Y_{22} \underline{U}_{*2} + \dots + Y_{2n} \underline{U}_{*n} = J_2$$

$$\dots \dots \dots$$

$$Y_{n1} \underline{U}_{*1} + Y_{n2} \underline{U}_{*2} + \dots + Y_{nn} \underline{U}_{*n} = J_n$$

Trong đó điện áp lấy giá trị pha.

Từ phương trình 1 ta rút ra $\underline{U}_{*1}$, từ phương trình 2 rút ra $\underline{U}_{*2}$... ta được:

$$\underline{U}_{*1} = [J_1 - (Y_{12} \underline{U}_{*2} + \dots + Y_{1n} \underline{U}_{*n})] / Y_{11}$$

$$\underline{U}_{*2} = [J_2 - (Y_{21} \underline{U}_{*1} + \dots + Y_{2n} \underline{U}_{*n})] / Y_{22}$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\underline{U}_{*n} = [J_n - (Y_{n1} \underline{U}_{*1} + \dots + Y_{n,n-1} \underline{U}_{*n-1})] / Y_{nn}$$

Nội dung của phương pháp lặp đơn là: biết $\underline{U}_{*i}^K$ của vòng lặp K ta tính được $\underline{U}_{*i}^{K+1}$ của vòng lặp K+1 theo các phương trình trên:

$$\underline{U}_{*1}^{K+1} = [J_1 - (Y_{12} \underline{U}_{*2}^K + \dots + Y_{1n} \underline{U}_{*n}^K)] / Y_{11}$$

$$\underline{U}_{*2}^{K+1} = [J_2 - (Y_{21} \underline{U}_{*1}^K + \dots + Y_{2n} \underline{U}_{*n}^K)] / Y_{22}$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\underline{U}_{*n}^{K+1} = [J_n - (Y_{n1} \underline{U}_{*1}^K + \dots + Y_{n,n-1} \underline{U}_{*n-1}^K)] / Y_{nn}$$

$$\text{Tổng quát: } \underline{U}_{*i}^{K+1} = [J_i - \sum Y_{ij} \underline{U}_{*j}^K] / Y_{ii} \quad (5.51)$$

$$i = 1..n$$

Dùng kết quả bước K+1 để tính $\underline{U}_{*i}^{K+2}$ cho đến khi kết quả $\underline{U}_{*i}$ của 2 vòng lặp kế nhau không sai khác nhau quá sai số cho phép thì dừng tính, cho trước tùy ý $\underline{U}_{*i}^0$ ban đầu để tính bước 1.

Phương pháp lặp Gauss – Seidel là cải tiến của phương pháp lặp đơn, trong đó ngay trong một vòng lặp, dùng kết quả của $\underline{U}_{*i}$ đã tính trước trong vòng lặp đó để tính $\underline{U}_{*j}$ tiếp theo:

$$\underline{U}_{*1}^{K+1} = [J_1 - (Y_{12} \underline{U}_{*2}^K + \dots + Y_{1n} \underline{U}_{*n}^K)] / Y_{11}$$

$$\underline{U}_{*2}^{K+1} = [J_2 - (Y_{21} \underline{U}_{*1}^{K+1} + \dots + Y_{2n} \underline{U}_{*n}^K)] / Y_{22} \quad (5.52)$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\underline{U}_{*n}^{K+1} = [J_n - (Y_{n1} \underline{U}_{*1}^{K+1} + \dots + Y_{n,n-1} \underline{U}_{*n-1}^{K+1})] / Y_{nn}$$

$$\text{Tổng quát: } \underline{U}_{*i}^{K+1} = \left(J_i^K - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} \underline{U}_{*j}^{K+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} \underline{U}_{*j}^K \right) \frac{1}{Y_{ii}} \quad (5.53)$$

Điện áp trong công thức trên là điện áp pha, để có điện áp dây phải nhân vào 2 về $\sqrt{3}$:

$$\sqrt{3}\underline{U}_{i,i}^{K+1} = \left(\sqrt{3}\underline{J}_i^K - \sum_{j=1}^{i-1} \underline{Y}_{ij} \sqrt{3}\underline{U}_{i,i}^{K+1} - \sum_{j=i+1}^N \underline{Y}_{ij} \sqrt{3}\underline{U}_{i,j}^K \right) \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \quad (5.54)$$

Người ta còn có thể đưa thêm vào hệ số để tăng tốc độ tính.

Khi cho biết $\underline{S} = P + jQ$ thì dòng điện $\underline{J}$ phụ thuộc $\underline{U}$ của từng vòng lặp và do đó $\underline{J}$ của các vòng lặp cũng khác nhau:

$$\underline{J}_i^K = \frac{(P_i + jQ_i)^*}{\sqrt{3}\underline{U}_i^{*K}} \quad (5.55)$$

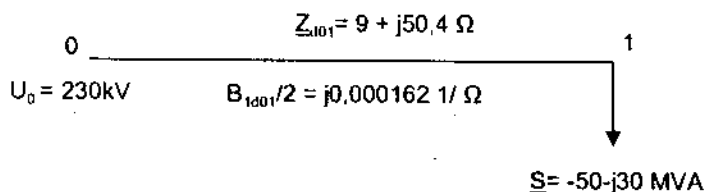
Thay $\underline{J}_i^K$ theo (5.55) vào (5.53) và đặt $U_{\text{pha}} = U_{\text{dây}}$ ta được:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{i,i}^{K+1} &= \left(\sqrt{3}\underline{J}_i^K - \sum_{j=1}^{i-1} \underline{Y}_{ij} \underline{U}_{i,i}^{K+1} - \sum_{j=i+1}^N \underline{Y}_{ij} \underline{U}_{i,j}^K \right) \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} = \\ &= \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{*K}} - \sum_{j=1}^{i-1} \underline{Y}_{ij} \underline{U}_{i,i}^{K+1} - \sum_{j=i+1}^N \underline{Y}_{ij} \underline{U}_{i,j}^K \right) \end{aligned} \quad (5.56)$$

Trong đó $\underline{U}_i, \underline{U}_{i,j}$ là điện áp dây.

(5.56) là thuật toán *Gauss – Seidel* của lưới điện.

Ví dụ 5.7. Cho các thông số trên hình 5.15. Dùng phương pháp lặp Gauss – Seidel tính điện áp $\underline{U}_1$.



Hình 5.15

Giải:

$$\underline{Y}_{001} = 1/Z_{01} = 1/(9 + j50,4) = 0,0034335 - j0,019228 = 0,0195322 \angle -79,87^\circ$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= \underline{Y}_{001} + jB_{01}/2 = 0,0034335 - j0,019228 + j0,000162 = 0,0034335 - \\ &j0,019066 = 0,0193726 \angle -79,83^\circ \end{aligned}$$

Do chỉ có 1 nút tự do nên ma trận tổng dẫn chỉ có 1 phần tử là $\underline{Y}_{11}$.

Nút cân bằng là nút 0; Chọn điện áp ban đầu $\underline{U}_i^0 = 220\text{kV}$

Tính vòng 1: $K = 1$, theo (5.56):

$$\underline{U}_{11}^1 = \left\{ \frac{\underline{S}^*}{\underline{U}_i^0} \right\} \frac{1}{\underline{Y}_{11}} = \left\{ \frac{-50 + j30}{220} \right\} \frac{1}{0,0034335 - j0,019066} = -9,0067 - j10,298\text{kV}$$

Tính $\underline{U}_1^1$

$$\underline{U}_1^1 = \underline{U}_0 + \underline{U}_{\bullet 1}^1 = 230 - 9,0067 - j10,298 = 220,993 - j10,228 = 221,23 \angle -2,669^\circ$$

K = 2:

$$\underline{U}_{\bullet 1}^2 = \left\{ \frac{\underline{S}^*}{\underline{U}_1^1} \right\} \frac{1}{\underline{Y}_{11}} = \left\{ \frac{-5 + j30}{221,993 - j10,228} \right\} \frac{1}{0,00343 - j0,0196068} = -9,423 - j9,813 \text{ kV}$$

$$\underline{U}_1^2 = \underline{U}_0 + \underline{U}_{\bullet 1}^2 = 230 - 9,423 - j9,813 = 220,576 - j9,813 = 220,816 \angle -2,553^\circ$$

K = 3:

$$\underline{U}_{\bullet 1}^3 = \left\{ \frac{\underline{S}^*}{\underline{U}_1^2} \right\} \frac{1}{\underline{Y}_{11}} = \left\{ \frac{-5 + j30}{220,576 - j9,813} \right\} \frac{1}{0,00343 - j0,0196068} = -9,421 - j9,852 \text{ kV}$$

$$\underline{U}_1^3 = \underline{U}_0 + \underline{U}_{\bullet 1}^3 = 230 - 9,421 - j9,852 = 220,579 - j9,852 = 220,634 - j9,977 = 220,798 \angle -2,558^\circ \text{ kV}$$

Độ lệch điện áp giữa 2 bước tính 2 và 3 là $220,816 - 220,798 = 0,018 \text{ kV}$, chấp nhận được, dừng tính.

Tính bằng phương pháp gần đúng:

$$Q_c/2 = 220^2 \cdot 0,000162 = 3,924 \text{ MVar}$$

$$Q' = 30 - 3,924 = 26,076 \text{ MVar}$$

$$\Delta U = (PR + Q'X)/U_{dd} + j(PX - Q'R)/U_{dd} =$$

$$= (50,9 + 26,076 \cdot 50,4)/220 + j(50 \cdot 50,4 - 26,076 \cdot 9)/220 = 8,019 + j11,185 \text{ kV}$$

$$U_1 = U_0 - \Delta U = 230 - 8,019 - j11,185 = 221,189 - j10,548 = 222,14 \angle -2,72^\circ \text{ kV}$$

Sai số 0,52%, vì thế nên trong các trường hợp đơn giản cho phép tính gần đúng.

5.6.2. Mô hình cân bằng công suất nút, phương pháp Newton – Raphson

1. Mô hình công suất nút

Hãy xét nút i của lưới điện trên hình 5.16 (nút cân bằng có số 0):

– Nút i nối với các nút j, k khác bằng các đường dây có các thông số: tổng dẫn $\underline{Y}_{dik} = Y_{dik} e^{j\varphi_{dik}}$, $jB_{Cik}/2$ điện dẫn phản kháng của đường dây do điện dung sinh ra, đặt ở nút i , nếu tính gần đúng có thể thay bằng $Q_{Ci}/2 = -U_{dm}^2 \cdot B_{Cik}/2$ (ở đây phải thêm ký hiệu C để phân biệt với B_{ik} là phần ảo của $\underline{Y}_{ik}$).

$$\underline{Y}_{dik} = 1/\underline{Z}_{dik} = 1/(R_{dik} + jX_{dik}) = G_{dik} + jB_{dik} = Y_{dik} e^{j\varphi_{dik}} \quad (5.57)$$

$$G_{dik} = R_{dik}/(R_{dik}^2 + X_{dik}^2); B_{dik} = -X_{dik}/(R_{dik}^2 + X_{dik}^2); \varphi_{dik} = \arctg(B_{dik}/G_{dik})$$

– Công suất ngoài bơm vào nút i là:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i$$

Trong đó:

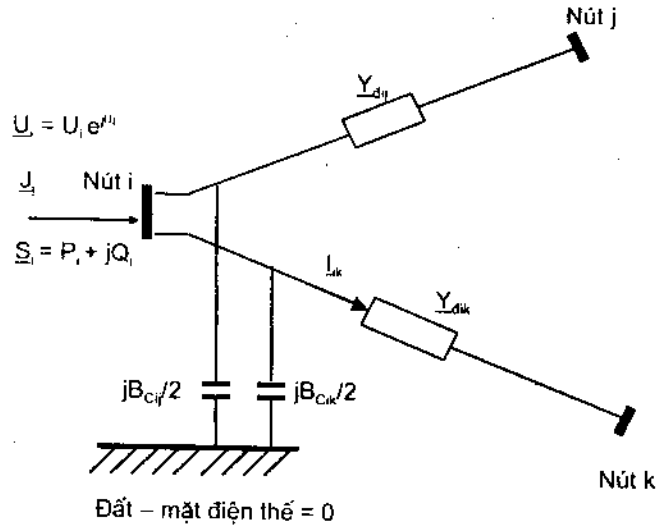
$$P_i = P_{Gi} - P_{Li}$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} \quad (5.58)$$

P_{Gi}, Q_{Gi} là công suất nguồn phát ở nút i

P_{Li}, Q_{Li} là công suất phụ tải ở nút i

Nếu công suất nguồn lớn hơn công suất phụ tải nút i thì nút i sẽ là nút nguồn, ngược lại thì nút i sẽ là nút tải.



Hình 5.16

Công suất $\underline{S}_i$ gọi là công suất nút.

– Điện áp dây trên nút là $\underline{U}_i = U_i e^{j\theta_i}$

– Dòng điện nút là $\underline{I}_i$, giữa dòng điện nút, công suất nút và điện áp nút có quan hệ sau:

$$\underline{S}_i = \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{I}_i^* \quad (5.59)$$

– Dòng điện đi từ nút i đến nút k (không tính đến dòng do điện dung) là:

$$\underline{I}_{ik} = \underline{Y}_{dik} (\underline{U}_i - \underline{U}_k) / \sqrt{3} \quad (5.60)$$

Công suất đi từ i đến k là:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \sqrt{3} \underline{U}_i \underline{I}_{ik}^* = \underline{U}_i \underline{Y}_{dik}^* (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* = \\ &= U_i e^{j\theta_i} \cdot Y_{dik}^* e^{-j\varphi_{dik}} (U_i e^{-j\theta_i} - U_k e^{-j\theta_k}) = \\ &= U_i^2 Y_{dik} e^{-j\varphi_{dik}} - U_i U_k Y_{dik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \varphi_{dik})} = P_{ik} + jQ_{ik} \end{aligned} \quad (5.61)$$

$$P_{ik} = \text{Re}(\underline{S}_{ik}) = U_i^2 Y_{dik} \cos\varphi_{dik} - U_i U_k Y_{dik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{dik})$$

$$Q_{ik} = \text{Im}(\underline{S}_{ik}) = -U_i^2 Y_{dik} \sin\varphi_{dik} - U_i U_k Y_{dik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{dik}) \quad (5.62)$$

Theo phương trình trên công suất tác dụng và công suất phản kháng sẽ dương nếu có chiều đi từ i sang k , và âm nếu ngược lại.

Đặt $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ ta được:

$$\begin{aligned}P_{ik} &= U_i^2 Y_{dik} \cos \varphi_{dik} - U_i U_k Y_{dik} \cos(\theta_{ik} - \varphi_{dik}) \\Q_{ik} &= -U_i^2 Y_{dik} \sin \varphi_{dik} - U_i U_k Y_{dik} \sin(\theta_{ik} - \varphi_{dik})\end{aligned}\quad (5.63)$$

Phương trình cân bằng công suất nút cho nút i là:

$$\underline{S}_i = \sum_{k \in C_i, k \neq i} \underline{S}_{ik} - jU_i^2 \sum_{k \in C_i, k \neq i} B_{Cik}/2 = P_i + jQ_i \quad (5.64)$$

$$\begin{aligned}P_i &= \sum_{k \in C_i, k \neq i} P_{ik} = U_i^2 \sum_{k \in C_i, k \neq i} Y_{dik} \cos \varphi_{dik} - U_i \sum_{k \in C_i, k \neq i} U_k Y_{dik} \cos(\theta_{ik} - \varphi_{dik}) \\Q_i &= \sum_{k \in C_i, k \neq i} Q_{ik} - U_i^2 \sum_{k \in C_i, k \neq i} B_{Cik}/2 = -U_i^2 \sum_{k \in C_i, k \neq i} Y_{dik} \sin \varphi_{dik} - \\&\quad - U_i \sum_{k \in C_i, k \neq i} U_k Y_{dik} \sin(\theta_{ik} - \varphi_{dik}) - U_i^2 \sum_{k \in C_i, k \neq i} B_{Cik}/2\end{aligned}\quad (5.65)$$

C_i là tập các nút có liên hệ với i , tính cả đường dây nối với nút cân bằng.

Phương trình (5.65) được viết lại thành:

$$\begin{aligned}P_i &= \sum_{k=0}^N U_i U_k Y_{ik} \cos(\theta_{ik} - \varphi_{ik}) \\Q_i &= \sum_{k=0}^N U_i U_k Y_{ik} \sin(\theta_{ik} - \varphi_{ik}) - U_i^2 \sum_{k=0}^N B_{Cik}/2\end{aligned}\quad (5.66)$$

Σ lấy theo $k = 0 \rightarrow N$, kể cả $k = i$.

Trong đó $Y_{ii} = -Y_{dik}$; $Y_{ii} \cos \varphi_{ii} = \Sigma Y_{dik} \cos \varphi_{dik}$; $Y_{ii} \sin \varphi_{ii} = \Sigma Y_{dik} \sin \varphi_{dik}$

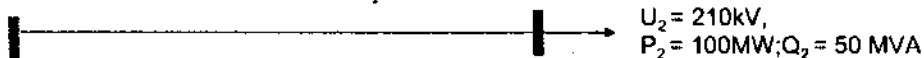
Ta thấy các thông số trên chính là các thành phần của ma trận tổng dẫn Y .

Dung dẫn của đường dây có thể tính bằng công suất $Q_0/2$ và gộp vào công suất nút, khi đó:

$$\begin{aligned}P_i &= \sum_{k=0}^N U_i U_k Y_{ik} \cos(\theta_{ik} - \varphi_{ik}) \\Q_i &= \sum_{k=0}^N U_i U_k Y_{ik} \sin(\theta_{ik} - \varphi_{ik})\end{aligned}\quad (5.67)$$

Ví dụ 5.8. Thông số đường dây cho trên hình 5.17. Tính công suất tác dụng và công suất phản kháng trên đoạn 12.

1 AC-300; $L = 100\text{km}$; $R_{d12} = 10\Omega$; $X_{d12} = 42,2\Omega$



Hình 5.17

Giải: $G_{d12} = 0,00527$; $B_{d12} = -0,02234$; $Y_{d12} = 0,022955$; $\varphi_{d12} = -76,7278^\circ$

Không xét Q_C :

$$\Delta U_{12} = (P_2 R_{d12} + Q_2 X_{d12})/U_2 = (100 \cdot 10 + 50 \cdot 42,2)/210 = 14,875 \text{ kV}$$

$$\delta U_{12} = (P_2 X_{d12} - Q_2 R_{d12})/U_2 = (100 \cdot 42,2 - 50 \cdot 10)/210 = 17,80 \text{ kV}$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + \delta U_{12}^2} = \sqrt{(210 + 14,875)^2 + 17,80^2} = 225,56 \text{ kV}$$

$$\theta_{12} = \arctg(\delta U_{12}/(U_2 + \Delta U_{12})) = \arctg(17,80/(210 + 14,875)) = 4,516^\circ$$

- Tính công suất theo ΔP , ΔQ :

$$\Delta P_{12} = (P_2^2 + Q_2^2) \cdot R_{d12} / U_2^2 = (100^2 + 50^2) \cdot 10 / 210^2 = 2,8345 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_{12} = (P_2^2 + Q_2^2) \cdot X_{d12} / U_2^2 = (100^2 + 50^2) \cdot 42,2 / 210^2 = 12,02 \text{ MVar}$$

$$P_{12} = P_2 + \Delta P_{12} = 100 + 2,8345 = 102,8345 \text{ MW}$$

$$Q_{12} = Q_2 + \Delta Q_{12} = 50 + 12,02 = 62,02 \text{ MVar}$$

- Tính công suất theo (5.63):

$$\begin{aligned} P_{12} &= U_1^2 Y_{d12} \cos \varphi_{d12} - U_1 U_2 Y_{d12} \cos(\theta_{12} - \varphi_{d12}) = \\ &= 225,56^2 \cdot 0,022955 \cdot \cos(-76,7278) - 225,56 \cdot 210 \cdot 0,022955 \cdot \cos(4,516 + 76,7278) \\ &= 102,78 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{12} &= -U_1^2 Y_{d12} \sin \varphi_{d12} - U_1 U_2 Y_{d12} \sin(\theta_{12} - \varphi_{d12}) = \\ &= -225,56 \cdot 0,022955 \cdot \sin(-76,7278) - 225,56 \cdot 210 \cdot 0,022955 \cdot \sin(4,516 + 76,7278) \\ &= 62,028 \text{ MVar} \end{aligned}$$

Ta thấy 2 cách tính đều cho kết quả như nhau. Trong tính toán trên máy tính chỉ có thể dùng cách sau.

2. Phương pháp Newton – Raphson (N–R)

a) Thuật toán chung

Ta cần tìm nghiệm bài toán:

$$W(x) = 0 \quad (5.68)$$

Trong đó $W(x)$ là hàm khả vi theo biến x .

Xét hàm $W(x)$ trên hình 5.18. Nghiệm của hàm này là x^* ứng với $W(x^*) = 0$.

Nghiệm của $W(x)$ được xác định gần đúng như sau: Xuất phát từ nghiệm ban đầu x^0 bất kỳ, ta tính được $W(x^0)$, ta thấy $W(x^0) \neq 0$.

Tại điểm $[W(x^0), x^0]$ ta kẻ tiếp tuyến $T^1(x)$ với $W(x)$:

$$T^1(x) = W(x^0) + W'(x^0)(x - x^0) = W(x^0) + W'(x^0) \Delta x$$

Trong đó: $W'(x^0) = d[W(x)]/dx$

Giải phương trình $T^1(x) = 0$ ta được $\Delta x^1 = x^1 - x^0$:

$$W'(x^0) \Delta x^1 = -W(x^0)$$

Hay là:
$$\Delta x^1 = -\frac{W(x^0)}{W'(x^0)}$$

Sau khi có Δx^1 ta tính được $x^1 = x^0 + \Delta x^1$, sau đó tính $W(x^1)$.

Ta nhận thấy x^1 gần x^* hơn x^0 và $W(x^1)$ gần 0 hơn.

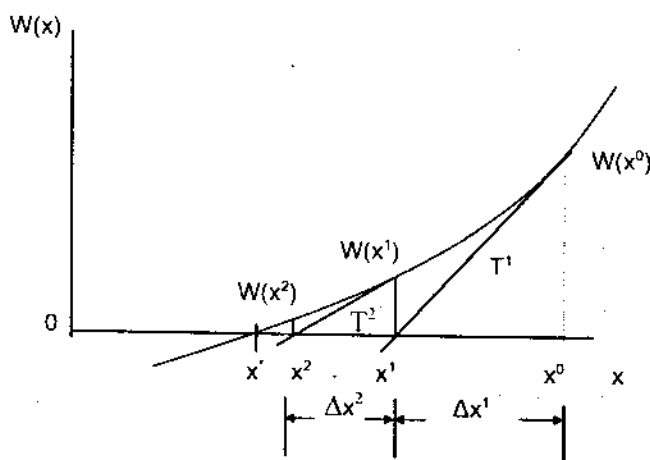
Tại $[W(x^1), x^1]$ ta lại kẻ tiếp tuyến $T^2(x)$, giải $T^2(x) = 0$ ta sẽ được nghiệm x^2 gần x^* hơn nữa.

Tổng quát, ta thay 0 bằng K và 1 bằng K + 1 vào phương trình trên và biến đổi một chút:

$$[W'(x^K)] \Delta x^{K+1} = -W(x^K) \quad (5.69)$$

Hay là:
$$\Delta x^{K+1} = -[W'(x^K)]^{-1} \cdot W(x^K) \quad (5.70)$$

(5.69) và (5.70) là thuật toán NEWTON-RAPHSON để giải hệ phương trình (5.68).



Hình 5.18

Nếu phải giải hệ phương trình:

$$W(X) = 0 \quad (5.71)$$

X là ma trận cột $(x_1, x_2, \dots, x_n)$, $W(X)$ là ma trận cột $W_1(X), W_2(X) \dots W_n(X)$.

Ta có thuật toán tính X , gọi là thuật toán NEWTON - RAPHSON (N - R) dạng ma trận sau:

$$J^K \Delta X^{K+1} = -W(X^K) \quad (5.72a)$$

$$\Delta X^{K+1} = -(J^K)^{-1} W(X^K) \quad (5.72b)$$

J là ma trận các đạo hàm riêng của $W(X)$ theo các biến gọi là ma trận J (Jacobi).

$$J = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_1}{\partial x_1} & \frac{\partial W_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial W_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial W_2}{\partial x_1} & \frac{\partial W_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial W_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial W_n}{\partial x_1} & \frac{\partial W_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial W_n}{\partial x_n} \end{vmatrix} \quad (5.73)$$

Theo các thuật toán này, nếu biết ma trận Jacoby và $W(X)$ của vòng lặp K ta tính được ΔX của vòng lặp $K + 1$. Nếu giải hệ (5.74a) ta có thể áp dụng các phương pháp giải phương trình tuyến tính, ví dụ phương pháp Gauss. Phép giải sẽ dừng khi $W(X) = 0$ với sai số nào đó.

3. Áp dụng cho hệ thống điện

Ta có hàm cân bằng công suất nút i , để tiện tính toán ta thay trở lại $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ vào phương trình (5.66), tạm bỏ qua jB_{ik} :

$$P_i = \sum U_i U_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \quad (5.74)$$

$$Q_i = \sum U_i U_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik})$$

Ý nghĩa của các phương trình này là: công suất bơm vào hoặc lấy ra từ lưới điện qua nút i phải bằng công suất tải từ nút i theo các đường dây của lưới điện nối với nút i .

Chuyển P_i và Q_i sang vế phải ta được hàm cân bằng công suất tác dụng và cân bằng công suất phản kháng ở nút i :

$$W_{Pi} = -P_i + \sum U_i U_k Y_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik})$$

$$W_{Qi} = -Q_i + \sum U_i U_k Y_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k - \varphi_{ik}) \quad (5.75)$$

Các ẩn số X ở đây là: $\theta_i, \theta_k, U_i, U_k$.

Trong chế độ xác lập các hàm cân bằng công suất phải = 0:

$$W_{Pi} = 0$$

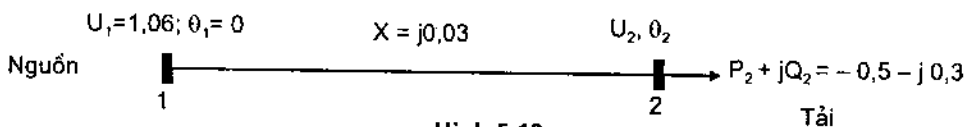
$$W_{Qi} = 0 \quad (5.76)$$

Viết hàm cân bằng công suất cho tất cả các nút độc lập, ta được hệ phương trình cân bằng công suất cho hệ thống điện:

$$W = 0 \quad (5.77)$$

Biết các thông số phụ tải các nút, điện áp ở nút cân bằng, giải hệ $W = 0$ theo thuật toán (5.74) ta tìm được θ_i, U_i cho chế độ xác lập.

Ví dụ 5.9 (hình 5.19) (Các thông số trong hệ đơn vị tương đối).



Hình 5.19

Lấy nút 1 là nút cân bằng, cần tính: U_2 ; θ_2 .

Giải:

Theo (5.49) Vì $R_{12} = 0$ nên: $G_{a21} = 0$, $B_{a21} = -1/0,03$, $Y_{a21} = 1/0,03$, $\varphi_{a21} = -90^\circ$;

$\underline{Y}_{21} = -\underline{Y}_{a21} = -1/0,03$; $\varphi_{21} = -90^\circ$; $\underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{a21} = 1/0,03$; $\varphi_{22} = -90^\circ$

$$\begin{aligned}\text{Theo (5.67): } P_2 &= U_2^2 Y_{22} \cos \varphi_{22} + U_1 U_2 Y_{21} \cos(\theta_2 - \theta_1 - \varphi_{21}) \\ &= U_2^2 (1/0,03) \cos(-90^\circ) + U_1 U_2 (-1/0,03) \cos(\theta_2 - (-90^\circ)) \\ &= U_1 U_2 \sin \theta_2 / 0,03 \\ Q_2 &= -U_2^2 Y_{22} \sin \varphi_{22} + U_1 U_2 Y_{21} \sin(\theta_2 - \theta_1 - \varphi_{21}) \\ &= U_2^2 / 0,03 - U_1 U_2 \cos \theta_2 / 0,03\end{aligned}$$

Ta có: $W_{12} = -P_2 + U_1 U_2 \sin \theta_2 / 0,03 = 0,5 + U_1 U_2 \sin \theta_2 / 0,03$

$$\begin{aligned}W_{Q2} &= -Q_2 + U_2^2 / 0,03 - U_1 U_2 \cos \theta_2 / 0,03 \\ &= 0,3 + U_2^2 / 0,03 - U_1 U_2 \cos \theta_2 / 0,03\end{aligned}$$

$$\delta W_{12} / \delta \theta_2 = U_1 U_2 \cos \theta_2 / 0,03$$

$$\delta W_{12} / \delta U_2 = U_1 \sin \theta_2 / 0,03$$

$$\delta W_{Q2} / \delta \theta_2 = U_1 U_2 \sin \theta_2 / 0,03$$

$$\delta W_{Q2} / \delta U_2 = 2U_2 / 0,03 - U_1 \cos \theta_2 / 0,03$$

Ảnh số cần tìm gồm có θ_2 , U_2 :

Ảnh số có θ_2 và U_2 .

Áp dụng phương trình (5.74a) ta có phương trình N - R:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_2^{k+1} \\ \Delta U_2^{k+1} \end{bmatrix} = - \left(\begin{bmatrix} \frac{\partial W_{p2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial W_{p2}}{\partial U_2} \\ \frac{\partial W_{Q2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_2} \end{bmatrix}^K \right)^{-1} \begin{bmatrix} W_{p2}^k \\ W_{Q2}^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{U_1 U_2 \cos \theta_2}{0,03} & \frac{U_1 \sin \theta_2}{0,003} \\ \frac{U_1 U_2 \sin \theta_2}{0,03} & \frac{2U_2 - U_1 \cos \theta_2}{0,03} \end{bmatrix}^K \begin{bmatrix} W_{p2}^k \\ W_{Q2}^k \end{bmatrix}$$

Gia phương trình N - R trên:

Đầu tiên cho $K = 0$: $U_2^0 = 1,06$, $\theta_2^0 = 0$; $W_{12}^0 = 0,5$; $W_{Q2}^0 = 0,3$:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_2^1 \\ \Delta U_2^1 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{1,06^2}{0,03} & 0 \\ 0 & \frac{1,06}{0,03} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,5 \\ 0,3 \end{bmatrix}$$

$$\Delta \theta_2^1 = - \left(\frac{1,06^2}{0,03} \right)^{-1} \cdot 0,5 = -0,01335$$

$$\Delta U_2^1 = - \left(\frac{1,06}{0,03} \right)^{-1} \cdot 0,3 = -0,008491$$

Sau khi tính được U_2^1 và θ_2^1 ta tính $W_{p2}^1 = 0,004022$; $W_{Q2}^1 = 0,005386$:

Tính tiếp vòng 2 ta được: $\Delta\theta_2^2 = -0,01335$

$$U_2^2 = -1,0513$$

Vòng 3: $\Delta\theta_2^3 = -0,01346$

$$U_2^3 = 1,0513$$

Kết quả: $U_2 = 1,0513$

Góc $\theta_2 = -0,01346$ (rad) đổi ra độ được $-0,771^\circ$

Sai số giữa 2 bước 2 và 3 là: $|U_2^3 - U_2^2| < 0,0001$

4. Tính tổn thất công suất và tổn thất điện năng trong lưới điện

Dòng điện nhánh được tính theo điện áp dây như sau:

$$I_{ij} = \frac{U_{*i} - U_{*j}}{\sqrt{3}Z_{dij}} = I'_{dij} + jI''_{dij} \quad (5.78)$$

$$U_{*i} = U_{*i}' + jU_{*i}''; \quad U_{*j} = U_{*j}' + jU_{*j}''$$

$$Z_{dij} = R_{ij} + jX_{ij}$$

$$I'_{ij} = \frac{(U_{*i}' - U_{*j}')R_{ij} - (U_{*i}'' - U_{*j}'')X_{ij}}{\sqrt{3}(R_{ij}^2 + X_{ij}^2)} \quad (5.79)$$

$$I''_{ij} = \frac{(U_{*i}'' - U_{*j}'')R_{ij} - (U_{*i}' - U_{*j}')X_{ij}}{\sqrt{3}(R_{ij}^2 + X_{ij}^2)}$$

$$I_{ij} = \sqrt{I_{ij}'^2 + I_{ij}''^2}$$

$$\Delta P_{ij} = 3 I_{ij}^2 R_{ij} \quad (5.80)$$

$$\Delta Q_{ij} = 3 I_{ij}^2 X_{ij}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \Sigma \Delta P_{ij} \quad \Delta Q_{\Sigma} = \Sigma \Delta Q_{ij} \quad (5.81)$$

Σ lấy cho tất cả các nhà máy điện của lưới điện.

Tổn thất điện năng trong lưới điện kín không thể tính theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất mà phải tính theo đồ thị phụ tải của từng đường dây điện. Đồ thị này phụ thuộc vào chế độ phát của các nhà máy điện và đồ thị phụ tải có được khi giải tích các chế độ đặc trưng của lưới điện.

Chương 6

CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN TRONG THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN – KHÁI QUÁT VỀ QUY HOẠCH THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN

6.1. CÁC LOẠI CHI PHÍ CHO LƯỚI ĐIỆN

Để lưới điện ra đời và làm việc tốt đến khi hỏng (hết tuổi thọ N năm) cần phải có các chi phí:

1. Vốn đầu tư ban đầu.
2. Chi phí hoạt động và bảo dưỡng hàng năm.

Đó là 2 chi phí trực tiếp bắt buộc cho lưới điện.

Ngoài ra doanh nghiệp điện và xã hội còn phải chịu các chi phí kéo theo:

3. Chi phí cho tổn thất công suất và tổn thất điện năng.
4. Chi phí do điện năng không được cấp cho phụ tải vì lý do sự cố hay ngừng điện kế hoạch của đường dây điện, gọi là chi phí do độ tin cậy cung cấp điện.

Chi phí 3 cho tổn thất công suất và điện năng là chi phí khá lớn, phải tính đến cho mọi tính toán lưới điện.

Chi phí 4 có thể tính đến, cũng có thể không tính tùy trường hợp cụ thể.

6.1.1. Chi phí vốn đầu tư ban đầu V_0 [đ]

Vốn đầu tư ban đầu để xây dựng đường dây:

$$V_0 = K + K' \cdot L + K'' \cdot F \cdot L \quad (6.1)$$

Trong đó K [đ] là thành phần không phụ thuộc, K' [đ/km] phụ thuộc độ dài đường dây còn K'' [đ/km.mm²] phụ thuộc độ dài và tiết diện dây. L [km] là độ dài đường dây. F là tiết diện dây dẫn.

Trong quá trình hoạt động, đường dây bị hao mòn dần cho đến khi hỏng hoàn toàn. Hết tuổi thọ đường dây điện bị phá bỏ. Để bảo toàn vốn ban đầu, người ta phải để ra mỗi năm một số tiền sao cho khi đường dây điện hết tuổi thọ có đủ tiền làm đường dây điện mới. Như vậy là vốn ban đầu được bảo toàn. Công việc này gọi là khấu hao đường dây điện, ký hiệu KH. Có nhiều cách khấu hao nhưng

hay dùng nhất là khấu hao đều, số tiền để ra hàng năm như nhau và có thể tính bằng cách:

$$KH = a_{kh} \cdot V_0$$

a_{kh} là hệ số khấu hao.

6.1.2. Chi phí hoạt động và bảo dưỡng HBT[đ]

Chi phí cho hoạt động và bảo dưỡng, bao gồm trả lương, vật tư, thiết bị thay thế, nhiên liệu, không gian... Chi phí này phụ thuộc vào lượng và chất của thiết bị công trình. Chất lượng thiết bị cao thì chi phí vốn cao và chi phí bảo quản sẽ nhỏ. Nếu không có số liệu cụ thể thì chi phí HB_i có thể tính theo % của vốn đầu tư:

$$HB_i = a_{hb} \cdot V_0 \quad (6.2)$$

Chi phí HB_i là chi phí tối thiểu bắt buộc để lưới điện làm việc bình thường.

Chi phí cho hoạt động – bảo dưỡng và chi phí khấu hao gộp lại gọi là *chi phí vận hành*.

Với: $a_{vh} = a_{hb} + a_{kh}$ (6.3)

Chi phí vận hành hàng năm CP_{vh}

$$CP_{vh} = a_{vh} \cdot V_0 \quad (6.4)$$

Bảng 6.1 cho ví dụ về hệ số hoạt động – bảo dưỡng, khấu hao và vận hành.

BẢNG 6.1

Vật liệu – thiết bị	Khấu hao $a_{kh}(\%)$	$a_{hb}(\%)$	Tổng $a_{vh} = a_{kh} + a_{hb}$
Cáp 10kV			
Bọc chì	2,0	1,8	3,8
Bọc nhôm	4,0	1,8	5,8
Bọc chất dẻo	5,0	1,8	6,8
Cáp 22 – 35kV bọc chì	2,0	2,5	4,5
Cáp dầu 110 – 220kV	2,0	2,5	4,5
Đường dây trên không đến 22kV			
cột thép và bê tông cốt thép:	3,0	0,9	3,9
Đường dây trên không 35 – 220kV			
cột thép và bê tông cốt thép	2,0	0,8	2,8
Trạm biến áp:			
+ đến 22kV	6,4	4	10,4
+ 35 – 150kV	6,4	3	9,4
+ ≥ 220kV	6,4	2	8,4

6.1.3. Chi phí cho tổn thất công suất và tổn thất điện năng

1. Chi phí cho tổn thất công suất tác dụng

Tổn thất công suất tác dụng trên đường dây điện, trong máy biến áp sẽ gây ra tổn thất kinh tế:

– Làm giảm khả năng tải của bản thân và các phần tử trên nó về phía nguồn, khiến cho phải cải tạo sớm hơn.

– Gây nguy cơ thiếu công suất nguồn trong giờ cao điểm, làm giảm độ tin cậy cung cấp điện do giảm dự trữ công suất.

Do đó tổn thất công suất tác dụng là một chỉ tiêu kinh tế quan trọng.

Chỉ có tổn thất công suất ở thời điểm phụ tải max của các phần tử lưới điện phía trên mới gây ra tổn thất kinh tế. Do đó phải tính tổn thất công suất ở thời điểm đỉnh của các phần tử trên phần tử được xét.

Công thức tính như sau:

$$\Delta P_{tr} = \Delta P_{max} \cdot k_{id} \quad (6.5)$$

Trong đó: ΔP_{max} là tổn thất công suất max của phần tử được xét.

ΔP_{tr} là tổn thất công suất của phần tử phía trước.

k_{id} là hệ số tham gia vào đỉnh, hệ số này cho trong bảng sau:

BẢNG 6.2. HỆ SỐ THAM GIA VÀO ĐỈNH k_{id}

Nhà máy điện  Sơ cấp  TG thứ cấp 	Hệ số tham gia vào đỉnh k_{id} của phụ tải trung hạ áp: khi tổn thất max xảy ra ở:		
Đối với phụ tải đỉnh của lưới điện phía trước:	Sơ cấp TTG	Máy biến áp trung gian	Thứ cấp TTG
– Nhà máy điện	0,58	0,56	0,56
– Trạm biến áp khu vực và lưới truyền tải	0,60	0,58	0,58
– Phần sơ cấp trạm trung gian (TTG)	1	0,85	0,85
– Máy biến áp trung gian	–	1,00	1,00
– Thứ cấp TTG	–	–	1,00

Ví dụ 6.1. Trong ví dụ 3.5 đã tính được tổn thất công suất trong máy biến áp trung gian là 52,4 kW:

Tổn thất công suất này ảnh hưởng đến nguồn là:

$$\Delta P_N = \Delta P_b \cdot k_{id} = 52,4 \cdot 0,56 = 29,334 \text{ kW}$$

Ảnh hưởng đến lưới điện khu vực là:

$$\Delta P_{KV} = \Delta P_b \cdot k_{id} = 52,4 \cdot 0,58 = 30,392 \text{ kW}$$

Ảnh hưởng đến phía sơ cấp trạm trung gian:

$$\Delta P_{sc} = \Delta P_b \cdot k_w = 52,40,85 = 44,54 \text{ kW}$$

Chi phí cho tổn thất công suất được tính như sau:

$$c_{\Delta P} = c_p \cdot \Delta P \quad (6.6)$$

ΔP được tính như trên.

c_p là chi phí biến cho tổn thất công suất.

2. Chi phí cho tổn thất điện năng

a) Cho đường dây điện

Chi phí cho tổn thất điện năng trên đường dây điện là:

$$c_{\Delta A} = c_A \cdot \Delta A \quad (6.7)$$

c_A là chi phí biến cho tổn thất điện năng [đ/kWh], chi phí này phụ thuộc thời gian tổn thất công suất lớn nhất. Chi phí biến là chi phí đắt nhất, được xác định tùy theo từng hệ thống điện, ví dụ là giá thành trung bình của các nhà máy nhiệt điện ngưng hơi.

ΔA là tổn thất điện năng trên đường dây điện.

Tổn thất điện năng này bao gồm tổn thất trong điện trở và tổn thất do vầng quang điện. Tổn thất điện năng do vầng quang phải tính đến ở lưới điện 220kV trở lên. Nếu là lưới điện cấp 110kV trở lên phải tính thêm tổn thất điện năng trong cách điện.

Khi tính tổn thất điện năng của lưới điện ở một cấp điện áp nào đó, phải tính đến tổn thất điện năng kéo theo ở lưới điện phía trên nó.

b) Cho máy biến áp

Chi phí cho tổn thất điện năng trong máy biến áp gồm 2 phần: chi phí cho tổn thất không tải và cho tổn thất đồng với đơn giá khác nhau.

Tổng chi phí cho tổn thất điện năng trong máy biến áp là:

$$c_{\Delta A_B} = c_{A_{kt}} \cdot \Delta A_{B_{kt}} + c_{A_{cu}} \cdot \Delta A_{B_{cu}} \quad (6.8)$$

$c_{A_{cu}}$ – Đơn giá tổn thất điện năng trong cuộn dây – đ/kWh.

$c_{A_{kt}}$ – Đơn giá tổn thất điện năng không tải – đ/kWh.

Chi phí cho tổn thất công suất và cho tổn thất điện năng có thể được quy về tổn thất công suất.

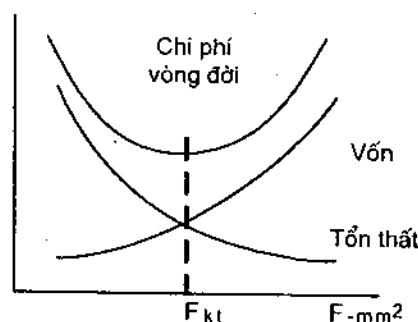
6.1.4. Chi phí cho độ tin cậy

Khi mất điện doanh nghiệp phải chịu tổn thất kinh tế, có 2 loại tổn thất:

– Tổn thất không phụ thuộc thời gian, cứ mất điện là gây tổn thất, ví dụ lò luyện kim hồ quang, máy ép sợi tổng hợp, lò nướng bánh kẹo...

– Tổn thất phụ thuộc thời gian, đó là các sản xuất bằng các loại máy công cụ dùng điện, chi phí này phụ thuộc lượng điện năng mất.

Tăng độ tin cậy lên thì chi phí do mất điện sẽ giảm nhưng phải tăng chi phí đầu tư. Các quan hệ này cho trên hình 6.1.



Hình 6.1

Ta thấy có mức tin cậy hợp lý, ở đó tổng chi phí cho nâng cao độ tin cậy và tổn thất do mất điện nhỏ nhất.

Để đạt được độ tin cậy hợp lý, hệ thống điện lập ra đơn giá tổn thất kinh tế do mất điện $c_{md}[\text{đ/kWh}]$, đơn giá này được tính toán từ tổn thất thực, từ hoàn cảnh cụ thể của cơ cấu kinh tế – xã hội. Sau đó dùng đơn giá này trong các quy hoạch lưới điện sẽ có được lưới điện hợp lý về mặt độ tin cậy.

Chi phí do độ tin cậy được tính như sau:

$$c_{\Delta Am} = c_m \cdot \Delta A_m \quad (6.9)$$

ΔA_m là điện năng không được cung cấp cho phụ tải (điện năng mất).

Chi phí này được tính đến trong các bài toán nâng cao độ tin cậy, để so sánh các phương án lưới điện có độ tin cậy khác nhau. Nếu các phương án lưới điện có độ tin cậy như nhau thì không cần tính đến.

6.2. CÁC CHỈ TIÊU KINH TẾ – KỸ THUẬT LỰA CHỌN DÂY DẪN

6.2.1. Tiết diện tối ưu và các điều kiện kỹ thuật

Trong bài toán quy hoạch thiết kế lưới điện, chọn tiết diện dây dẫn là bài toán cơ bản nhất.

Chọn dây dẫn bao gồm chọn loại dây dẫn và chọn tiết diện dây dẫn. Sau khi đã chọn loại dây: dây nhôm, dây nhôm lõi thép, cáp nhôm, cáp đồng... thì bài toán là chọn tiết diện dây dẫn tối ưu về kinh tế.

Bản chất vấn đề như sau:

Nếu dây có tiết diện dây dẫn nhỏ thì chi phí vốn và vận hành nhỏ nhưng chi phí cho tổn thất công suất và điện năng lớn. Nếu tăng dần tiết diện dây dẫn thì tổn thất sẽ giảm đi nhưng chi phí vốn và vận hành sẽ tăng lên như trên hình 6.1.

Lấy tổng 2 chi phí, ta được chi phí vòng đời của đường dây. Ta thấy có một tiết diện dây cho chi phí tổng này nhỏ nhất, đó chính là tiết diện kinh tế.

Như vậy tiết diện kinh tế F_{kt} là tiết diện cho chi phí vòng đời của đường dây nhỏ nhất.

Tuy nhiên, trong thực tế không phải bao giờ cũng được phép sử dụng tiết diện tối ưu cho đường dây. Có những hạn chế kỹ thuật phải tuân theo khi lựa chọn dây dẫn, nếu không lưới điện sẽ không hoạt động được.

Các hạn chế kỹ thuật đó là:

- 1) Phát nóng dây dẫn do dòng điện.
- 2) Độ bền cơ học của đường dây (chỉ cho đường dây trên không).
- 3) Tổn thất điện năng do vầng quang điện (chỉ cho đường dây trên không).
- 4) Điều kiện phát nóng khi ngắn mạch (chỉ cho lưới cáp).
- 5) Tổn thất điện áp lớn nhất cho phép trong lưới điện.

Các hạn chế trên làm cho không phải lúc nào cũng có thể dùng được tiết diện tối ưu cho lưới điện, trong nhiều trường hợp phải căn cứ vào các điều kiện kỹ thuật để chọn tiết diện dây dẫn. Do đó có các phương pháp chọn tiết diện dây dẫn khác nhau.

6.2.2. Chỉ tiêu kinh tế chọn tiết diện dây dẫn

1. Mật độ kinh tế dòng điện

Trong trường hợp phụ tải điện không tăng theo thời gian, lấy tiết diện kinh tế chia cho giá trị max của dòng điện ta được mật độ kinh tế dòng điện:

$$j_{kt} = \frac{I_{max}}{F_{kt}} \quad [A/mm^2, mm^2, A] \quad (6.10)$$

Trong đó:
$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3}U_{dm} \cdot \cos\phi} = \frac{\sqrt{P+Q}}{\sqrt{3}U_{dm}} \quad [A, kW, kVAr, kV] \quad (6.11)$$

$P, Q, \cos\phi$ là công suất tính toán của phụ tải.

2. Mật độ kinh tế dòng điện tính theo chi phí vòng đời

a) Chi phí vòng đời

Chi phí vòng đời của đường dây điện bao gồm chi phí vốn ban đầu để xây

dựng đường dây và chi phí hằng năm cho đường dây điện hoạt động và để bảo dưỡng. Ngoài ra doanh nghiệp điện phải chi trả cho tổn thất điện năng và tổn thất công suất trên đường dây điện, cho độ tin cậy cung cấp điện, chi phí hằng năm được thực hiện trong suốt vòng đời N năm của đường dây điện, từ lúc bắt đầu đưa vào vận hành cho đến khi đường dây điện ngừng hoạt động:

$$CP_{vd} = V_0 + \sum_{t=1}^N (HB_t + c_{At} \cdot \Delta A_t + c_{Pt} \cdot \Delta P_t + c_{mt} \cdot \Delta A_m) \quad (6.12)$$

Trong đó:

$V_0[d]$ vốn đầu tư ban đầu để xây dựng đường dây;

$HB_t[d]$ – Chi phí cho hoạt động và bảo dưỡng: $HB_t = a_{hb} \cdot V_0$;

$c_{At} \cdot \Delta A_t$ – chi phí do tổn thất điện năng (6.13a)

$c_{Pt} \cdot \Delta P_t$ – chi phí cho tổn thất công suất (6.13b)

$c_{mt} \cdot \Delta A_m$ là chi phí cho điện năng không được cấp cho phụ tải.

Chi phí vòng đời theo (6.12) là chi phí thực ban đầu và chi phí hằng năm cho đường dây điện.

Tuy nhiên để tính toán kinh tế đường dây điện như là tính mật độ dòng điện kinh tế ta cần chi phí vòng đời hiện tại:

$$CP_{vd0} = V_0 + \sum_{t=1}^N (HB_t + c_{At} \cdot \Delta A_t + c_{Pt} \cdot \Delta P_t + c_{mt} \cdot \Delta A_m) \frac{1}{(1+r)^t} \quad (6.14a)$$

Trong chi phí vòng đời hiện tại: chi phí các năm sau được quy về năm đầu (năm 0) bằng cách nhân với hệ số hiện tại hoá:

$$\frac{1}{(1+r)^t} \quad (6.14b)$$

r là hệ số chiết khấu = 8% ÷ 12%, đó là lợi nhuận đầu tư trung bình trong kinh doanh.

Nếu vốn ban đầu được thực hiện nhiều năm trước năm không thì cũng được quy đổi về năm không (gọi là tương lai hoá) bằng công thức:

$$V_0 = \sum_{t=n}^l V_t \cdot (1+r)^t \quad (6.15)$$

$(1+r)^t$ là hệ số tương lai hoá.

Sở dĩ phải hiện tại hoá chi phí vòng đời là vì đồng tiền trong lưu thông thay đổi giá trị theo thời gian. Không thể so sánh giá trị đồng tiền trong các năm khác nhau mà phải quy đổi chúng về một năm nào đó, ở đây là năm thứ 0. Ví dụ 1 triệu đồng năm nay = 1,1 triệu đồng sang năm do lãi suất đầu tư. Quy về năm đầu (hiện tại hoá) làm cho giá của chi phí nhỏ đi, càng xa giá trị càng nhỏ. Trái lại, quy về năm

cuối (tương lai hoá) giá trị vốn đầu tư tăng lên như trong công thức (6.15). Sau khi quy đổi chúng trở thành tương đương về giá trị và có thể làm các phép tính được.

b) Tính mật độ kinh tế

Mật độ kinh tế tính cho dòng điện $I_{\max}$ không đổi, do đó các tổn thất công suất và tổn thất điện năng là hằng số, giả thiết thêm là: – chi phí biến cho tổn thất không đổi; – chế độ max của đường dây điện trùng với chế độ max hệ thống; – không xét chi phí hoạt động, bảo dưỡng vì rất nhỏ và không xét đến chi phí cho độ tin cậy vì tiết diện dây không ảnh hưởng đến chi phí này.

Trước hết ta gộp chung chi phí cho tổn thất công suất và tổn thất điện năng:

$$c_{\Delta} = c_p \cdot \Delta P_{\max} + c_A \cdot \Delta A = c_p \cdot \Delta P_{\max} + c_A \cdot \Delta P_{\max} \tau. \quad (6.16)$$

Có thể tính từ (6.16) chi phí cho 1 kW tổn thất công suất:

$$c_{\Delta p0} = \frac{c_{\Delta}}{\Delta P_{\max}} = c_p + c_A \cdot \tau \quad (6.17)$$

Như vậy tổn thất công suất và tổn thất điện năng đều quy về tổn thất công suất.

$$c_{\Delta} = c_{\Delta p0} \cdot \Delta P_{\max} \quad (6.18)$$

Tổn thất công suất tính theo công thức:

$$\Delta P_{\max} = 3I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho L}{F} \text{ [kW]} \quad (6.19)$$

Trong đó: ρ – điện trở suất [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$];
 L – chiều dài đường dây [km];
 F – tiết diện dây [mm^2].

Thay $\Delta P_{\max}$ theo (6.19) vào (6.18) ta được:

$$c_{\Delta} = c_{\Delta p0} \cdot \Delta P_{\max} = c_{\Delta p0} \cdot 3I_{\max}^2 \cdot \frac{\rho L}{F} \quad (6.20)$$

Ta có chi phí vòng đời hiện tại:

$$\begin{aligned} CP_{v0} &= V_0 + (c_A \cdot \Delta A + c_p \cdot \Delta P_{\max}) \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} = \\ &= K + K' \cdot L + K'' \cdot L \cdot F + \frac{3 \cdot I_{\max}^2 \cdot L \cdot \rho}{F} \cdot c_{\Delta p0} \cdot \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} = \\ &= K + K' \cdot L + K'' \cdot L \cdot F + \frac{3 \cdot I_{\max}^2 \cdot L \cdot \rho}{F} \cdot \Gamma \end{aligned} \quad (6.21)$$

$$\text{Trong đó: } \Gamma = c_{\Delta p0} \cdot \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} = c_{\Delta p0} \cdot \frac{(1+r)^N - 1}{r \cdot (1+r)^N} \quad (6.22)$$

Tiết diện dây dẫn ứng với giá trị nhỏ nhất của CP_{v0} theo (6.21) là tiết diện kinh tế của dây dẫn.

Điều kiện chọn tiết diện kinh tế là:

$$\begin{aligned}\frac{dCP_{vdo}}{dF} &= \frac{d}{dF} \left(K + K' \cdot L + K'' \cdot L \cdot F + \frac{3 \cdot I_{\max}^2 \cdot L \cdot \rho}{F} \cdot \Gamma \right) = \\ &= K'' \cdot L - \frac{3 \cdot I_{\max}^2 \cdot L \cdot \rho}{F^2} \cdot \Gamma = 0\end{aligned}\quad (6.23)$$

Từ (6.23) ta rút ra tiết diện kinh tế của dây dẫn:

$$F_{kt} = I_{\max} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot \rho \cdot \Gamma}{K''}} \quad (6.24)$$

Ta có mật độ kinh tế:

$$j_{kt} = \frac{I_{\max}}{F_{kt}} = \sqrt{\frac{K''}{3 \cdot \rho \cdot \Gamma}} \quad (6.25)$$

Ta thấy j_{kt} chỉ phụ thuộc K'' , ρ , Γ , nghĩa là phụ thuộc giá tiền dây dẫn, vật liệu dây, $T_{\max}$, giá tiền tổn thất công suất và tổn thất điện năng, hệ số chiết khấu r và tuổi thọ đường dây.

3. Mật độ kinh tế dòng điện tính theo chi phí tính toán Z

Phương pháp tính kinh tế lưới điện của Liên Xô cũ là phương pháp thời gian thu hồi vốn đầu tư phụ.

Nội dung phương pháp như sau:

Có 2 phương án lưới điện:

– Phương án 1 có chi phí vốn đầu tư là K_1 , chi phí vận hành hàng năm là Y_1 ;

– Phương án 2 có chi phí vốn đầu tư là K_2 , chi phí vận hành hàng năm là Y_2 ;

Trong đó Y_i là chi phí vận hành:

$$Y_i = a_{vhi} \cdot K_i + c_A \cdot \Delta A_i \quad (6.26)$$

a_{vhi} : chi phí vận hành gồm chi phí khấu hao và chi phí hoạt động – bảo dưỡng cho phương án i (bảng 6.1).

Chi phí khấu hao là chi phí để bù vào hao mòn của công trình điện trong vận hành. Sau khi công trình điện hết hạn sử dụng, chi phí này đủ để làm lại công trình điện mới. Nói cách khác vốn đầu tư ban đầu được bảo toàn.

Giả thiết $K_1 > K_2$ và $Y_2 > Y_1$ nghĩa là phương án có vốn đầu tư đắt hơn thì chi phí vận hành sẽ nhỏ hơn (nếu 1 phương án vừa có vốn cao hơn vừa có chi phí vận hành lớn hơn, thì gọi là phương án tầm thường không cần đem so sánh).

Ta có thể tính được độ chênh lệch vốn giữa 2 phương án: $\Delta K = K_1 - K_2$ và độ

chênh lệch chi phí vận hành: $\Delta Y = Y_2 - Y_1$. Như vậy về vốn đầu tư phương án 1 đắt hơn phương án 2 là ΔK nhưng mỗi năm giảm được chi phí vận hành ΔY , ta tính được số năm độ chênh lệch vốn đầu tư (gọi là vốn đầu tư phụ) được hoàn lại bởi chi phí vận hành thấp:

$$T = \frac{\Delta K}{\Delta Y} = \frac{K_1 - K_2}{Y_2 - Y_1} \quad (6.27)$$

Dem so sánh thời gian này với thời gian tiêu chuẩn thu hồi vốn đầu tư phụ giữa 2 phương án T_{TC} năm, nếu $T > T_{TC}$ thì chọn phương án 2 là phương án rẻ hơn, còn nếu $T < T_{TC}$ thì chọn phương án 1 là phương án đắt. Nếu bằng thì tùy ý người thiết kế.

Để có thể áp dụng cho nhiều phương án, có thể tổng quát hoá cách tính như sau:

Đặt:
$$\frac{K_1 - K_2}{Y_2 - Y_1} = T_{TC}$$

Đó là tiêu chuẩn bằng nhau của 2 phương án, ta biến đổi như sau:

$$K_1 - K_2 = T_{TC}(Y_2 - Y_1)$$

$$\frac{K_1}{T_{TC}} + Y_1 = \frac{K_2}{T_{TC}} + Y_2$$

Đặt $a_{tc} = 1/T_{TC}$ gọi là hệ số tiêu chuẩn thu hồi vốn đầu tư phụ giữa hai phương án:

$$a_{tc} K_1 + Y_1 = a_{tc} K_2 + Y_2$$

Đây là điều kiện 2 phương án ngang nhau về kinh tế, đặt:

$$Z_i = a_{tc} K_i + Y_i \quad (6.28)$$

Z_i được gọi tên là chi phí tính toán của phương án i .

Phương án nào có chi phí tính toán nhỏ nhất là phương án tối ưu. Nếu Z của hai phương án chênh nhau dưới 5% thì xem như tương đương nhau về kinh tế.

Thay Y theo (6.26) vào (6.28) ta được công thức tổng quát tính chi phí tính toán của một phương án lưới điện là:

$$Z = (a_{tc} + a_{vh}).K + c_A \Delta A \quad (6.29)$$

T_{TC} được lấy là 8 năm, do đó $a_{tc} = 0,125$.

Tính Z cho các phương án lưới điện, sau đó phương án nào có Z nhỏ nhất là phương án tối ưu. Phương án tính theo Z không phải là phương án có chi phí vòng đời nhỏ nhất mà nằm trong khu vực các phương án có chi phí vòng đời nhỏ nhất.

Tiết diện kinh tế tính theo hàm Z như sau:

Ta có hàm chi phí tính toán phụ thuộc tiết diện dây:

$$Z = (a_{vh} + a_{TC})(K + K' \cdot L + K'' \cdot L \cdot F) + \frac{3 \cdot \rho \cdot L \cdot \tau \cdot c_A \cdot I_{max}^2}{F} \quad (6.30)$$

Lấy đạo hàm của Z theo F, đặt = 0 ta được tiết diện kinh tế:

$$\frac{\partial Z}{\partial F} = (a_{vh} + a_{TC})K''L - 3I_{max}^2 c_A \tau \frac{\rho \cdot L}{F_{kt}^2} = 0$$

Suy ra:
$$F_{kt} = I_{max} \sqrt{\frac{3 \cdot c_A \cdot \rho \cdot \tau}{(a_{vh} + a_{TC})K''}} \quad (6.31)$$

Lấy dòng điện max I_{max} chia cho F_{kt} ta được mật độ kinh tế:

$$j_{kt} = \frac{I_{max}}{F_{kt}} = \sqrt{\frac{(a_{vh} + a_{TC})K''}{3 \cdot c_A \cdot \rho \cdot \tau}} \quad (6.32)$$

Trong đó a_{vh} là hệ số chi phí vận hành đường dây cho 1 năm, a_{TC} là hệ số tiêu chuẩn thu hồi vốn đầu tư phụ tiêu chuẩn, c_A là giá tiền 1 kWh tổn thất điện năng.

Bảng 6.3 cho biết mật độ kinh tế j_{kt} của Liên Xô cũ.

BẢNG 6.3. j_{kt} CỦA LIÊN XÔ CŨ

Loại dây dẫn	T_{max} [h]		
	1000–3000	3000–5000	> 5000
Đồng trần	2,5	2,1	1,8
A và AC	1,3	1,1	1,0
Cáp bọc giấy và dây bọc cao su			
– Lõi đồng	3,5	2,5	2,0
– Lõi nhôm	1,6	1,4	1,2
Cáp cao su lõi đồng	3,5	3,1	2,7

Nếu trong công thức tính j_{kt} (6.25): coi hệ số hiện tại hoá = 1, không tính đến tổn thất công suất, còn trong j_{kt} theo (6.32) không tính đến chi phí HB, không tính a_{kt} , thì 2 công thức sẽ giống nhau. Ta thấy j_{kt} tính theo (6.25) phù hợp hơn với nền kinh tế thị trường.

j_{kt} biến đổi theo thời gian nên thường xuyên phải tính lại khi giá cả thay đổi.

Mật độ kinh tế dòng điện dùng để chọn tiết diện dây dẫn. Đối với đường dây điện có phụ tải tĩnh, chọn trực tiếp theo phụ tải tĩnh toán. Đối với đường dây điện có phụ tải tăng trưởng, trước hết phải tính phụ tải tương đương rồi tính chọn tiết diện dây.

6.2.3. Khoảng chia kinh tế

Khi đường dây có phụ tải phát triển có thể có 2 cách chọn dây dẫn:

1. Chọn theo khoảng chia kinh tế.
2. Tính chuyển phụ tải phát triển thành phụ tải tĩnh rồi chọn theo j_{kt} .

Chọn theo j_{kt} có sai số lớn do tính chuyển đổi phụ tải, do bậc của dây dẫn tiêu chuẩn rất rộng..., cho nên tính theo khoảng chia kinh tế tốt hơn, hoặc là phân tích kinh tế để so sánh trực tiếp một số tiết diện dây.

Tính khoảng chia kinh tế theo chi phí vòng đời

Nếu biết dòng điện max năm ở năm cuối N của vòng đời của đường dây là I_{max} , độ tăng trưởng phụ tải hàng năm là $\alpha\%$, ta tính được phụ tải các năm t là $I_{max,t}$.

$$I_{max,t} = \frac{I_{max}}{(1 + \alpha/100)^{(N-t)}} \quad (6.33)$$

Chi phí vòng đời của đường dây nếu chỉ tính đến chi phí cho tổn thất điện năng và chi phí hoạt động – bảo quản, không tính tổn thất công suất, độ tin cậy là:

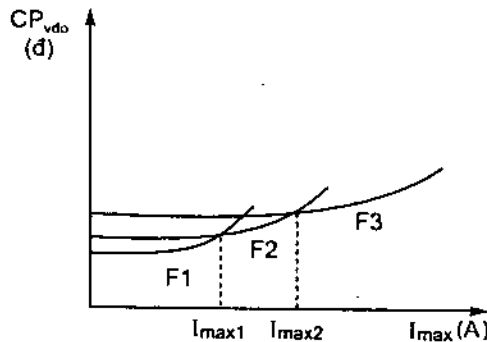
$$\begin{aligned} CP_{vdo} &= V_0 + \sum_{t=1}^N (a_{hh} \cdot V_0 + c_{\Delta A}) \cdot \frac{1}{(1+r)^t} = V_0 + \sum_{t=1}^N (a_{hh} \cdot V_0 + c_A \cdot 3I_{max,t}^2 \cdot R \cdot \tau) \cdot \frac{1}{(1+r)^t} \\ &= V_0 + \sum_{t=1}^N \left(a_{hh} \cdot V_0 + c_A \cdot R \cdot \tau \cdot \frac{P_{max,t}^2}{U_{dd}^2 \cdot \cos^2 \varphi^2} \right) \cdot \frac{1}{(1+r)^t} \end{aligned} \quad (6.34)$$

Trong công thức trên, giả thiết $\cos \varphi =$ hằng số.

Với mỗi tiết diện dây F, cho N, cho I_{max} các giá trị khác nhau, ta tính được $I_{max,t}$, áp dụng (6.34) ta tính được hàm quan hệ giữa CP_{vdo} và I_{max} :

$$CP_{vdo} = f(I_{max})$$

Vẽ các đường này lên đồ thị ta được như trên hình 6.2.



Hình 6.2

Từ đồ thị ta thấy mỗi dây dẫn có chi phí trong một khoảng phụ tải, do đó đồ thị này gọi là khoảng chia kinh tế của dây dẫn. Nếu phụ tải năm cuối $I_{max} < I_{max1}$ thì dây F₁ có chi phí vòng đời nhỏ hơn, nếu $I_{max1} < I_{max} < I_{max2}$ thì dây F₂ tốt hơn, còn khi $I_{max2} < I_{max}$ thì dây dẫn F₃ tốt hơn.

Ví dụ 6.2. Đường dây điện 110 kV dài 100 km, lộ đơn, dây dẫn AC-185

có công suất năm thứ 10 là 32 MW, từ năm thứ 10 đến 20 phụ tải không tăng, $\cos\varphi = 0,9$, hệ số tăng trưởng công suất năm là $\alpha = 10\%$. Tính chi phí vòng đời hiện tại với hệ số chiết khấu $r = 10\%$, $N = 20$ năm.

Giải:

Dây dẫn AC-185 có $R_0 = 0,16\Omega/\text{km}$; $R = 16\Omega$.

Đơn giá: 416 triệu đ/km

Vốn đầu tư: 41600 triệu đ.

Hệ số HB $a_{hb} = 0,8\%$.

Giá tổn thất điện năng $c_A = 500$ đ/kWh.

$T_{\max} = 5500$ h

$\tau = 3979$ h

BẢNG 6.4. CHI PHÍ HB VÀ TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

Năm	$P_{\max}$ (MW)	$1/(1+r)^i$	HB (tr.đ)	HB0 (tr.đ)	c_{AA} (tr.đ)	c_{AA0} (tr.đ)
1	13.571	0.909	33280	302.54	598.23	543.85
2	14.928	0.826	33280	275.04	723.86	598.23
3	16.421	0.751	33280	250.03	875.88	658.06
4	18.063	0.683	33280	227.30	1059.8	723.86
5	19.869	0.620	33280	206.64	1282.3	796.25
6	21.856	0.564	33280	187.85	1551.6	875.88
7	24.042	0.513	33280	170.77	1877.5	963.47
8	26.446	0.466	33280	155.25	2271.8	1059.8
9	29.090	0.424	33280	141.13	2748.8	1165.7
10	32	0.385	33280	128.30	3326.1	1282.3
11	32	0.350	33280	116.64	3326.1	1165.7
12	32	0.318	33280	106.04	3326.1	1059.8
13	32	0.289	33280	96.400	3326.1	963.47
14	32	0.263	33280	87.636	3326.1	875.88
15	32	0.239	33280	79.669	3326.1	796.25
16	32	0.217	33280	72.426	3326.1	723.86
17	32	0.197	33280	65.842	3326.1	658.06
18	32	0.179	33280	59.857	3326.1	598.23
19	32	0.163	33280	54.415	3326.1	543.85
20	32	0.148	33280	49.468	3326.1	494.41

Chi phí HB hiện tại 2 833,31400 triệu đ.

Chi phí cho tổn thất điện năng hiện tại 16 547,3018 triệu đ.

Tổng chi phí HB + tổn thất điện năng hiện tại 19 380,6158 triệu đ.

Chi phí vòng đời hiện tại: 60 980,6158 triệu đ.

6.2.4. Các điều kiện kỹ thuật

1. Phát nóng lâu dài dây dẫn

a) Phát nóng cho phép của dây dẫn

Khi có dòng điện đi qua, dây dẫn và cách điện bị nóng lên do hiệu ứng Joule. Nếu nhiệt độ tăng cao quá sẽ làm giảm độ bền cơ học của dây dẫn hoặc làm già hoá cách điện của cáp. Để bảo đảm cho dây dẫn và cách điện có thể làm việc lâu dài mà không bị hư hại, nhiệt độ của dây dẫn trong chế độ làm việc bình thường không được vượt quá nhiệt độ lớn nhất cho phép cho trong bảng phụ lục.

b) Điều kiện chọn hoặc kiểm tra dây dẫn

Mỗi dây dẫn được cho dòng điện cho phép I_{cp} theo điều kiện nhiệt độ ở điều kiện nhiệt độ môi trường nhất định, thường là: nhiệt độ không khí là 25°C , của đất là 15°C . Đối với cáp thì tính cho 1 sợi cáp đặt trong đất hoặc hầm cáp.

I_{cp} được tính từ nhiệt độ cho phép max trên dây hoặc được cho trong lý lịch dây hay trong các bảng tra cứu, sổ tay thiết kế.

Để đạt đến nhiệt độ ổn định trong dây dẫn thì dòng điện phải có giá trị trung bình không đổi trong 30 phút.

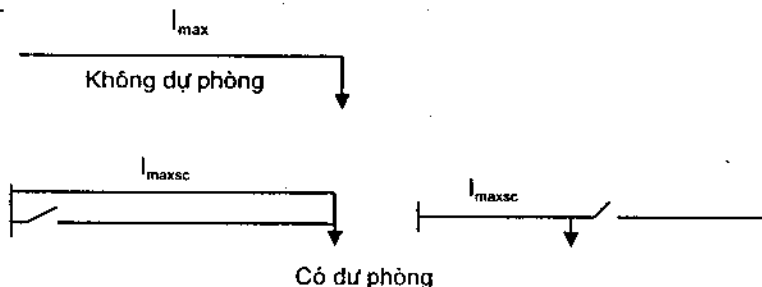
Giả thiết rằng dòng điện max trong dây thoả mãn điều kiện này.

Dây dẫn phải được chọn sao cho dòng điện lớn nhất đi qua dây I_{max} phải nhỏ hơn dòng điện cho phép I_{cp} :

$$I'_{max} \leq I_{cp} \text{ [A, A]} \quad (6.35)$$

I'_{max} là dòng điện gây phát nóng lớn nhất cho dây.

Nếu đường dây điện không có dự phòng thì I'_{max} là dòng điện làm việc lớn nhất do phụ tải max của đường dây điện gây ra, nếu đường dây điện có dự phòng thì I'_{max} là I_{maxsc} khi sự cố đường dây dự phòng, dòng này được tính cụ thể theo sơ đồ lưới điện.



Hình 6.3

Nếu phụ tải được cấp điện bởi 2 đường dây điện như trên hình 6.3 thì:

$$I_{maxsc} = 2 \cdot I_{max} \quad (6.36)$$

I_{cp} là dòng điện cho phép đã được hiệu chỉnh theo điều kiện thực tế.

$$I'_{CP} = k_1 \cdot k_2 I_{CP} [A, A] \quad (6.37)$$

k_1 là hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ môi trường. Khi nhiệt độ thực tế của môi trường khác với nhiệt độ sản xuất dây thì phải hiệu chỉnh.

k_2 là hệ số hiệu chỉnh theo số sợi cáp và khoảng cách giữa chúng trong 1 hầm cáp hoặc đất (điều kiện lắp đặt – chỉ cho cáp).

Trong chế độ sự cố, đường dây cáp có thể phải gánh thêm phụ tải của đường dây bị sự cố trong khoảng thời gian ngắn, khi đó dây dẫn được phép quá tải ngắn hạn.

Dòng điện cho phép khi sự cố I_{CP-sc} được tính như sau:

$$I_{CP-sc} = I_{CP} \cdot k_{qt} \quad (6.38)$$

k_{qt} là hệ số quá tải cho phép, phụ thuộc chế độ của cáp trước khi xảy ra sự cố, môi trường đặt cáp (trong không khí hoặc đất) và thời gian bị quá tải (k_{qt} cho trong phụ lục).

2. Phát nóng dây dẫn cáp khi ngắn mạch

Đối với dây cáp, khi xảy ra ngắn mạch nếu thời gian cắt ngắn mạch chậm (vì lý do đảm bảo độ chọn lọc) thì dây dẫn sẽ bị phát nóng đáng kể, có nguy cơ vượt quá khả năng chịu đựng của cáp. Vì thế sau khi chọn cáp theo các điều kiện khác phải kiểm tra cáp theo điều kiện ngắn mạch, gọi là kiểm tra ổn định nhiệt, nếu cáp không chịu nổi thì phải tăng tiết diện cáp hoặc dùng các biện pháp hạn chế dòng điện ngắn mạch. Nếu thời gian cắt ngắn thì không phải kiểm tra ngắn mạch, ví dụ cáp được bảo vệ bằng cầu chảy.

a) Nếu nhà sản xuất cho dòng điện ngắn mạch định mức với thời gian cắt ngắn mạch cho trước thì kiểm tra theo dòng dòng này

$$I_k \leq I_{kdm} [kA] \quad (6.39)$$

I_k – dòng điện ngắn mạch duy trì

b) Kiểm tra bằng tính toán ổn định nhiệt

Với mỗi trạng thái ngắn mạch bao gồm: dòng ngắn mạch xung kích I'' , dòng ngắn mạch duy trì I_k , thời gian cắt của bảo vệ là t_c , và với mỗi loại cáp lõi đồng hoặc nhôm có tồn tại 1 tiết diện gọi là tiết diện ổn định nhiệt $F_{\text{ổn}}$, tức là tiết diện tối thiểu chịu được phát nóng do ngắn mạch gây ra. Tiết diện này được tính như sau:

$$F_{\text{ổn}} = \alpha \cdot I_k \sqrt{t_{td}} [mm^2, kA.s] \quad (6.40)$$

Trong đó: α – hệ số xác định bởi nhiệt lượng làm nóng dây khi ngắn mạch và loại dây cáp:

BẢNG 6.5

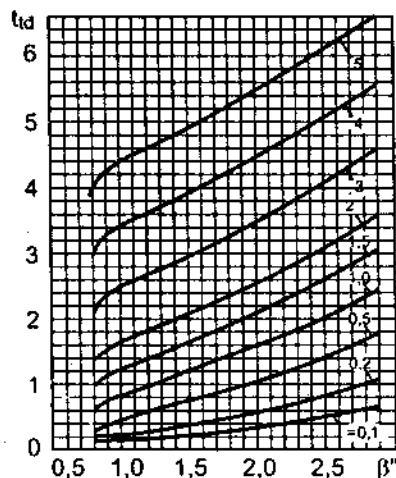
Nguyên liệu cáp – 10kV	α
Cáp đồng	7
Cáp nhôm	12

I_k là dòng ngắn mạch xác lập, t_{td} là thời gian tương đương, trong đó dòng I_k gây phát nóng giống như dòng điện thực tế gây ra trong thời gian tồn tại ngắn mạch bằng thời gian cắt của bảo vệ t_c . t_{td} phụ thuộc tỷ số $\beta'' = I''/I_k$ và thời gian cắt t_c trong đó: I'' là dòng điện ngắn mạch xung kích (hình 6.4).

Sau khi tính được $F_{\text{đm}}$ thì chọn dây dẫn tiết diện bằng hoặc lớn hơn tiết diện này.

c) Kiểm tra theo bảng hoặc đồ thị

Từ công thức (6.40) người ta lập ra cho các điều kiện thực tế của lưới điện bảng giá trị lớn nhất của dòng điện ngắn mạch xác lập $I_{k-\max}$ mà một dây cáp có thể chịu được, dòng điện này phụ thuộc tiết diện dây cáp và thời gian cắt ngắn mạch t_c của bảo vệ (bảng 6.6 cho $I_{k-\max}$ của cáp nhôm đặt trong đất điện áp 6 – 10kV).



Hình 6.4

**BẢNG 6.6. DÒNG NGẮN MẠCH CHO PHÉP
THEO ĐIỀU KIỆN ỔN ĐỊNH NHIỆT CỦA CÁP $I_{k-\max}$**

t_c [s]	$I_{k-\max}$ [kA] cho tiết diện dây dẫn là [mm ²]								
	25	35	50	75	95	120	150	185	240
0,50	3,45	4,80	6,90	9,65	3,00	16,50	20,00	25,45	34,25
0,75	2,80	3,95	5,60	7,90	10,65	13,50	16,90	20,50	27,20
1,00	2,44	3,40	4,85	6,80	9,25	11,80	14,60	18,00	23,50
1,50	2,00	2,80	4,00	5,55	7,55	9,55	11,90	14,75	19,30
4,00	1,72	2,40	3,45	4,80	6,55	8,25	10,30	12,75	16,65

Nếu thời gian cắt ngắn mạch rất ngắn (cỡ 0,01s) thì không cần kiểm tra ổn định nhiệt.

3. Tổn thất văng quang

Khi cường độ điện trường trên bề mặt dây dẫn cao hơn 16kV/cm thì xảy ra

vàng quang điện: lớp không khí xung quanh dây dẫn bị ion hoá, tạo ra vàng quang điện và tiếng nổ lách tách, điện năng phóng ra không khí gây tổn thất. Tổn thất vàng quang còn phụ thuộc thời tiết, không khí ẩm làm tăng hồ quang. Để giảm tổn thất vàng quang đến mức chấp nhận được về kinh tế, tiết diện dây dẫn 110kV trở lên phải nhỏ hơn tiết diện tối thiểu cho trong bảng 6.7.

BẢNG 6.7. TIẾT DIỆN TỐI THIỂU THEO ĐIỀU KIỆN VÀNG QUANG

Điện áp tối thiểu (kV)	110	220	500	
Đường kính tối thiểu (mm)	11,3	21,6	2x 37,1	3x27,2
Tiết diện tối thiểu (mm ²)	AC70	AC240	2xACO700	3xACO400

4. Độ bền cơ học của dây trên không

Tiết diện tối thiểu theo độ bền cơ học của đường dây cho trong bảng 6.8.

BẢNG 6.8. TIẾT DIỆN NHỎ NHẤT (mm²) CHO DÂY TRẦN NHIỀU SỢI

Dây trần	Loại dây	Nơi không dân cư			Nơi đông dân		
		≥35kV	1 – 22kV	≤ 1kV	≥35kV	1 – 22kV	≤1kV
Nhiều sợi	Đồng	25	10	10	25	16	16
	AC	25	16	16	25	25	25
	A	25	25	25	35	35	35

Đối với lưới điện 110kV trở lên tiết diện tối thiểu theo điều kiện cơ học nhỏ hơn tiết diện tối thiểu theo điều kiện vàng quang nên không phải kiểm tra điều kiện này, lưới điện trung áp phải kiểm tra theo bảng 6.8.

5. Tổn thất điện áp

Để đảm bảo chất lượng điện áp ở hộ tiêu thụ điện, điện áp trên lưới điện phải luôn lớn hơn hoặc bằng giá trị nhất định. Để đạt được các giá trị này tổn thất điện áp từ đầu nguồn đến mọi điểm trên lưới điện phải nhỏ hơn hoặc bằng giá trị cho phép trong chế độ bình thường và chế độ sự cố.

Các giá trị cho phép đó là:

– Lưới điện 110 – 220kV: bình thường $\Delta U_{\text{cph}} \leq 10\% \dots 15\%$ so với giá trị định mức, sự cố $\Delta U_{\text{cph}} \leq 20\% \dots 25\%$.

Các giá trị này phụ thuộc vào hệ thống điều áp của máy biến áp trung gian: nếu dùng đầu phân áp cố định thì dùng giá trị thấp, nếu điều áp dưới tải thì dùng giá trị cao. Nếu tổn thất điện áp cao hơn thì cần phân tích, tính toán cụ thể xem có điều áp được không trước khi chọn giải pháp khắc phục khác.

– Lưới điện trung áp: $\Delta U_{\text{cph}} \leq 6\% \div 8\%$

$$\Delta U_{\text{cpsc}} \leq 10\% \div 12\%$$

– Lưới hạ áp: $\Delta U_{\text{cph}} \leq 5\%$ phần ngoài trời

$$\Delta U_{\text{cpsc}} \leq 10\%$$

Phần trong nhà cho phép tổn thất đến 5%.

Các giá trị này phụ thuộc vào điện áp nguồn trong chế độ max và sự cố, vào cấu tạo hệ thống điều áp của máy biến áp phân phối và tiêu chuẩn chất lượng điện áp.

Để thoả mãn các điều kiện trên với mỗi lưới điện cao áp, trung áp hay hạ áp chỉ cần tính tổn thất điện áp từ nguồn đến điểm có điện áp thấp nhất. Nếu lưới điện có nhiều điểm điện áp thấp thì phải tính đến tất cả các điểm.

6.3. CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN THEO MẬT ĐỘ KINH TẾ

Các bước tính:

Biết công suất tải max đến cuối đường dây là P , $\cos\varphi$, T_{max}

1. *Chọn loại dây dẫn.* Tính j_{kt} hoặc tra bảng theo loại dây và T_{max} , ví dụ bảng 6.3.

2. *Tính dòng điện max*

$$I_{\text{max}} = \frac{P}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{dd}} \cdot \cos\varphi} \quad [A, \text{ kW}, \text{ kV}] \quad (6.41)$$

n là số lộ song song.

3. *Tính tiết diện kinh tế*

$$F_{\text{kt}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{kt}}} \quad [\text{mm}^2, A, A/\text{mm}^2] \quad (6.42)$$

4. *Chọn tiết diện tiêu chuẩn gần nhất về phía trên hoặc dưới*

5. *Kiểm tra các điều kiện kỹ thuật*

a) *Đối với đường dây điện trên không 110kV trở lên*

– Kiểm tra điều kiện vắng quang, nếu F_{kt} nhỏ hơn tiết diện tối thiểu thì chọn đúng bằng tiết diện tối thiểu cho trong bảng 6.7. Dây dẫn thoả mãn điều kiện tổn thất vắng quang cũng thoả mãn điều kiện độ bền cơ học.

– Kiểm tra điều kiện phát nóng bình thường:

$$I'_{\text{max}} \leq I_{\text{cp}} \quad (6.43)$$

I'_{max} chọn là I_{maxbt} hoặc I_{maxsc} tùy theo sơ đồ đường dây điện.

Phụ tải max của đường dây điện 110kV trở lên thường vào tối nên không cần thiết phải hiệu chỉnh I_{cp} . Chỉ khi phụ tải max của đường dây điện vào ban ngày và dòng điện I_{max} có giá trị gần với I_{cp} thì mới phải hiệu chỉnh để tính được chính xác.

Nếu I_{maxsc} không đạt điều kiện phát nóng thì sửa đổi sơ đồ lưới điện hoặc tăng tiết diện dây dẫn.

– Tính tổn thất điện áp.

b) Đối với đường dây cáp

– Điều kiện phát nóng bình thường: Dòng điện max trong dây dẫn phải thoả mãn điều kiện sau:

$$I'_{\max} \leq I'_{cp} \quad (6.44)$$

I'_{cp} là dòng điện cho phép lớn nhất của dây dẫn đã được hiệu chỉnh như đã trình bày trong mục 6.2.4.

– Kiểm tra ổn định nhiệt khi ngắn mạch theo cách trình bày trong mục 6.2.4. Trước hết phải tính ngắn mạch.

– Kiểm tra tổn thất điện áp: tổn thất điện áp trong lưới điện cáp rất nhỏ do cảm kháng của cáp rất nhỏ.

c) Đường dây điện trung áp trên không

– Kiểm tra phát nóng;

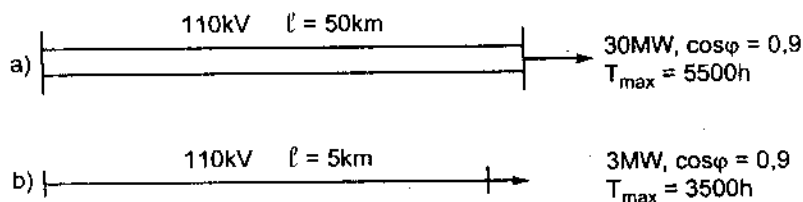
– Kiểm tra độ bền cơ học, dây dẫn chọn phải bằng hoặc lớn hơn dây tối thiểu cho trong bảng 6.8.

– Kiểm tra tổn thất điện áp.

Kiểm tra tổn thất điện áp tiến hành như sau: Nếu là đường dây điện lộ đơn hoặc kép nối từ nguồn đến 1 nút tải, thì tổn thất điện áp bình thường và sự cố đem so sánh trực tiếp với các tiêu chuẩn. Nếu đường dây điện tham gia vào sơ đồ phức tạp hơn như đường dây điện liên thông hay mạch kín thì phải tính theo các sơ đồ này rồi mới so với tiêu chuẩn. Đường dây điện 110kV trở lên nếu tổn thất điện áp không đạt thì tìm sơ đồ khác, nếu không tìm được thì có thể đặt tụ bù. Không tăng tiết diện vì tăng tiết diện chỉ giảm được điện trở, không giảm được đáng kể cảm kháng, nên không cải thiện được điện áp. Tăng tiết diện làm tăng chi phí vòng đời, giảm hiệu quả kinh tế của đường dây điện.

Phương pháp chọn dây dẫn theo mật độ kinh tế dòng điện áp dụng cho các đường dây 110kV trở lên, đường dây cáp trung hạ áp và các đường dây cung cấp trên không.

Ví dụ 6.3. Cho đường dây 110kV trên không như hình 6.5a, dùng dây AC. Hãy chọn tiết diện dây kinh tế.



Hình 6.5

Giải:

– Tính dòng điện: $I_{\max} = \frac{P}{2\sqrt{3}U \cdot \cos \varphi} = \frac{30000}{2\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 87,48 \text{ A}$

– Chọn j_{kt} : tra bảng 6.4 theo $T_{\max}$: $j_{kt} = 1 \text{ A/mm}^2$.

– Tính tiết diện kinh tế:

$$F_{kt} = \frac{I_{\max}}{j_{kt}} = \frac{87,48}{1} = 87,58 \text{ mm}^2$$

– Chọn tiết diện tiêu chuẩn gần nhất: AC95,

Dây AC 95 có $I_{cp} = 335 \text{ A}$; $r_0 = 0,33 \Omega/\text{km}$; $x_0 = 0,415 \Omega/\text{km}$; $b_0 = 2,64 \text{ 1}/\Omega\text{km}$.

– Tiết diện này thỏa mãn điều kiện tổn thất vắng quang và độ bền cơ học.

– Dòng điện khi sự cố 1 lộ của đường dây là $2.87,48 = 174,96 \text{ A}$, nhỏ hơn I_{cp} .

– Tính tổn thất điện áp bình thường và sự cố:

$$\Delta U_{\text{tn}} = \frac{P \cdot R + QX}{U_{\text{dm}}^2} 100 = \frac{30 \cdot 50 \cdot 0,33 + 14,53 \cdot 50 \cdot 0,415}{110^2} 100 = 6,58\%$$

$$\Delta U_{\text{sc}} = 2 \cdot \Delta U_{\text{bt}} = 2 \cdot 6,58 = 13,16 \%$$

Tổn thất điện áp đạt yêu cầu.

Ví dụ 6.4. Cho đường dây cáp 10kV trên hình 6.5b.

Chọn cáp lõi nhôm XLPE chôn trong đất.

Giải:

– Tính dòng điện:

$$I_{\max} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot \cos \varphi} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 192,45 \text{ A}$$

– j_{kt} chọn theo bảng 6.3; $j_{kt} = 1,4 \text{ A/mm}^2$

$$F_{kt} = \frac{I_{\max}}{j_{kt}} = \frac{192,45}{1,4} = 137,47 \text{ mm}^2$$

– Chọn cáp 3 pha tiết diện: XLPE – 150 có:

$I_{cp} = 357 \text{ A}$; $r_0 = 0,265 \Omega/\text{km}$; $L_0 = 0,32 \text{ mH/km}$; $C_0 = 0,35 \mu\text{F/km}$.

Tính $x_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_0 = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,32 / 1000 = 0,1 \Omega/\text{km}$

$b_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_0 \cdot 10^{-6} = 109,9 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega\text{km}$

– Điều kiện phát nóng bình thường:

Tính lại dòng điện cho phép:

$$I'_{cp} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{cp}$$

k_1 hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt độ môi trường:

Nhiệt độ cho phép cao nhất của cáp là 80° , nhiệt độ môi trường chuẩn là 25° , nhiệt độ thực tế là 30° $k_1 = 0,95$.

k_2 hệ số hiệu chỉnh theo điều kiện chôn cáp: có 1 sợi cáp nên $k_2 = 1$

$I'_{cp} = 0,95.1.357 = 339A$ lớn hơn dòng điện I_{maxb} .

– Điều kiện ngắn mạch:

Cho dòng ngắn mạch xung kích $I'' = 9 kA$, duy trì $I_k = 6kA$, thời gian cắt $t_c = 1,5 s$.

$$\beta'' = \frac{9}{6} = 1,5$$

Tra đường cong trên hình 6.4 được thời gian cắt tương đương $t_{td} = 0,58 s$.

Theo bảng 6.6 được $\alpha = 12$:

$$f_{td} = \alpha \cdot I_k \cdot \sqrt{t_{td}} = 12 \cdot 6 \cdot \sqrt{1,58} = 90,5 mm^2$$

Tiết diện chọn lớn hơn tiết diện tối thiểu, đạt yêu cầu.

Cũng có thể kiểm tra điều kiện ngắn mạch theo bảng 6.6 dây dẫn $150mm^2$, thời gian cắt $1,5s$, chịu được dòng ngắn mạch $11,9kA$. Dòng ngắn mạch thực tế có $6kA$, dây chọn đạt yêu cầu.

Qua ví dụ trên ta thấy điều kiện vận hành, môi trường, lắp đặt cáp ảnh hưởng rất lớn đến độ bền của cáp. Vì cáp rất đắt nên chọn cáp phải kiểm tra rất cẩn thận các điều kiện kỹ thuật để cáp được bền lâu.

Nếu đường dây điện cáp được bảo vệ bằng cầu chảy thì phải kiểm tra theo các điều kiện trong mục 6.4.

6.4. CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN THEO TỔN THẤT ĐIỆN ÁP CHO PHÉP

6.4.1. Nói chung

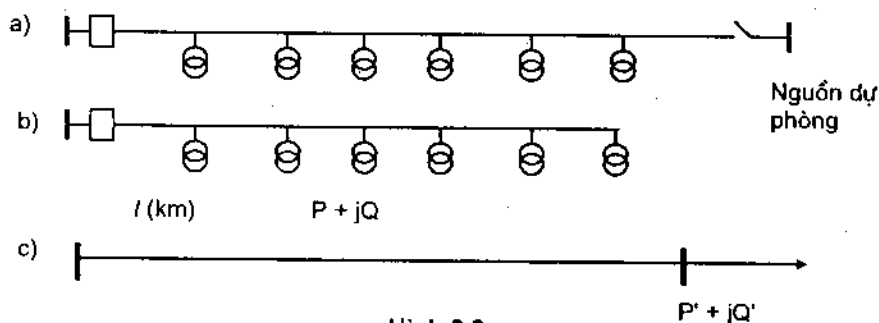
Ở lưới điện trên không, tổn thất điện áp rất lớn cho nên nếu chọn dây dẫn theo j_k thì tổn thất điện áp sẽ lớn hơn tổn thất điện áp cho phép.

Trừ một số trường hợp đường dây điện rất ngắn có công suất tải không đổi, dây dẫn vẫn có thể chọn theo j_k mà vẫn đảm bảo tổn thất điện áp còn nói chung không thể chọn được dây dẫn cho hiệu quả kinh tế cao nhất thoả mãn điều kiện tổn thất điện áp. Vì thế trong các lưới điện này tiết diện dây được chọn theo tổn thất điện áp cho phép.

Tuy nhiên người ta cũng cố gắng kết hợp để chọn được dây dẫn với một trong các chỉ tiêu kinh tế phụ sau:

1. Toàn bộ đường dây điện dùng 1 đến 2 tiết diện. Dùng ít loại dây, ít mối nối nên chỉ tiêu này cho phép đường dây điện dễ làm hơn, dễ bảo quản và cải tạo, độ tin cậy cao.

Các đường trục của lưới điện hiện nay thường có cấu tạo liên lạc với các nguồn dự phòng (hình 6.6a) do đó các đường trục phải chọn cùng một tiết diện, các đường nhánh chọn tiết diện bằng hoặc nhỏ hơn. Nếu lưới điện không có nguồn dự phòng (hình 6.6b) thì đường trục có thể chọn 2 tiết diện khác nhau.



Hình 6.6

Cách chọn cùng tiết diện cho đường trục là cách chọn phổ biến nhất cho lưới điện phát triển. Nếu lưới điện là động, có phụ tải tăng trưởng thì phải lấy phụ tải năm thứ 5... 7 để tính. Như vậy lưới điện vận hành tốt đến các năm này, sau đó phải cải tạo.

2. Khối lượng kim loại màu nhỏ nhất, cách này sử dụng cho một số lưới điện đặc biệt như lưới điện chiếu sáng, có phụ tải cố định và tổn thất điện năng không lớn.

3. Tổn thất điện năng thấp nhất, cách này chỉ dùng khi đường dây hình tia có T_{max} lớn, phụ tải cố định.

Theo điều kiện này tổn thất điện áp lớn nhất ΔU_{max} từ đầu nguồn (thanh cái cao áp của trạm tăng áp, thanh cái hạ áp của trạm khu vực, trạm trung gian, trạm phân phối) đến điểm có điện áp thấp nhất của lưới điện (thanh cái cao áp của trạm khu vực, thanh cái cao áp của trạm trung gian, trạm phân phối hoặc thiết bị dùng điện), trong chế độ làm việc bình thường phải nhỏ hơn giá trị cho phép trong chế độ làm việc bình thường ΔU_{CPh} và trong chế độ sự cố phải nhỏ hơn giá trị cho phép trong chế độ sự cố ΔU_{CPhSC} .

$$\Delta U_{max} \leq \Delta U_{CPh}$$

$$\Delta U_{maxSC} \leq \Delta U_{CPhSC} [V, kV \text{ hoặc } \%] \quad (6.45)$$

Chế độ sự cố giả thiết xảy ra ở chế độ max của lưới điện là chế độ trong đó đường dây được xét phải mang tải lớn nhất, do sự cố đường dây song song, các đường dây lân cận, dùng nguồn điện dự phòng...

Tổn thất điện áp lớn nhất trong lưới điện là tổng tổn thất điện áp của các đoạn lưới tham gia vào đường nối từ nguồn đến điểm có điện áp thấp nhất – gọi là đường trục, còn các đoạn lưới đầu vào đường trục gọi là đường nhánh. Mỗi đoạn

lưới nối giữa 2 phụ tải hoặc nhánh rẽ kề nhau, lại mang tải khác nhau vì thế khi chọn dây dẫn của đường nối này phải phối hợp tiết diện dây dẫn của các đoạn lưới sao cho thoả mãn điều kiện tổn thất điện áp đồng thời đạt được điều kiện kinh tế.

6.4.2. Toàn lưới điện cùng một tiết diện

1. Phương pháp chung

Để nắm phương pháp tính trước hết xét đường dây điện có 1 phụ tải:

Trước khi xét lưới điện phức tạp với các điều kiện chọn lựa nói trên ta hãy chọn tiết diện cho 1 đường dây cấp điện cho 1 phụ tải ở cuối như trên hình 6.6c, P' , Q' là công suất max của phụ tải.

Để đơn giản dưới đây thay vì $\Delta U_{\max}$ hay $\Delta U_{\max sc}$ sẽ chỉ viết ΔU và ΔU_{sc} , tổn thất điện áp cho phép bình thường là ΔU_{cp} , các giá trị của tổn thất điện áp là tuyệt đối [V, kV].

Do không tính điện dung của đường dây điện nên $P = P'$, $Q = Q'$.

Tổn thất điện áp trên đường dây điện:

$$\Delta U = \frac{P' \cdot r_0 \cdot l + Q' \cdot x_0 \cdot l}{U_{dt}} \leq \Delta U_{cp} [V, kW, kVar, \Omega/km, km, kV] \quad (6.46)$$

$$\text{Đặt:} \quad \Delta U_r = \frac{P' \cdot r_0 \cdot l}{U_{dt}}; \quad \Delta U_x = \frac{Q' \cdot x_0 \cdot l}{U_{dt}} \quad (6.47)$$

$$\text{Do đó:} \quad \Delta U = \Delta U_r + \Delta U_x$$

ΔU_r và ΔU_x là các thành phần của tổn thất điện áp do công suất tác dụng và công suất phản kháng gây ra trên điện trở và cảm kháng của đường dây.

Ta lấy điều kiện bình thường làm điều kiện chọn tiết diện dây dẫn.

$$\text{Đặt:} \quad \Delta U = \Delta U_r + \Delta U_x \leq \Delta U_{cp} [V, kV \text{ hoặc } \%] \quad (6.48)$$

Trình tự tính chọn tiết diện dây dẫn như sau:

Ta nhận thấy cảm kháng đơn vị của dây dẫn x_0 thay đổi không nhiều theo tiết diện dây dẫn ($x_0 = 0,36 + 0,43 \Omega/km$ cho lưới trên không và $0,9 - 1,1$ với cáp), do đó có thể lấy trước giá trị thích hợp của x_0 , rồi tính thành phần tổn thất điện áp do công suất phản kháng gây ra theo công thức 6.47.

Sau đó giá trị cho phép của thành phần tổn thất điện áp phụ thuộc điện trở:

$$\Delta U_r = \Delta U_{cp} - \Delta U_x \quad (6.49)$$

Từ điều kiện 6.47 rút ra $r_{0\max}$ là điện trở lớn nhất cần có của lưới điện:

$$r_{0\max} = \frac{\Delta U_r \cdot U_{dt}}{P' \cdot l} [\Omega/km, V, kV, kW, km] \quad (6.50)$$

Trong đó: P' là công suất tác dụng max của phụ tải, l là chiều dài đường dây, U_{dt} là điện áp danh định của đường dây.

Tra bảng tra cứu chọn dây có điện trở $r_0 \leq r_{0\max}$ vừa tính được.

Nếu F chọn được nhỏ hơn tiết diện tính theo j_{kt} thì ta chọn dây dẫn theo tiết diện kinh tế. Nếu F lớn hơn thì ta chọn tiết diện định mức gần nhất, sau đó tra chính xác x_0, r_0 rồi tính ΔU và kiểm tra lại điều kiện (6.48).

Nếu ΔU tính được nhỏ hơn hoặc bằng ΔU_{cp} thì là được, nếu không phải tăng tiết diện dây dẫn lên cho đến khi đạt yêu cầu.

Ví dụ 6.6. Chọn dây dẫn của đường dây trên không dài 10km cấp điện cho 1 phụ tải có $P' = 1200\text{kW}$; $Q' = 800\text{kVAr}$, điện áp 10kV, dây nhôm lõi thép AC, $\Delta U_{cp} = 7,5 \%$.

Giải: Trước hết tính giá trị tuyệt đối của tổn thất điện áp cho phép:

$$\Delta U_{cp} = \frac{U_{dd} \cdot \Delta U_{cp}}{100} = \frac{10000 \cdot 7,5}{100} = 750\text{V}$$

Chọn $x_0 = 0,38 \Omega/\text{km}$

Tính ΔU_x theo (6.47):

$$\Delta U_x = \frac{Q' \cdot x_0 \cdot l}{U_{dd}} = \frac{800 \cdot 0,38 \cdot 10}{10} = 304\text{V}$$

Tính $\Delta U_r = \Delta U_{cp} - \Delta U_x = 750 - 304 = 446 \text{ V}$

Theo (6.50): $r_{0\max} = \frac{\Delta U_r \cdot U_{dd}}{P' \cdot l} = \frac{446 \cdot 10}{1200 \cdot 10} = 0,37 \Omega/\text{km}$

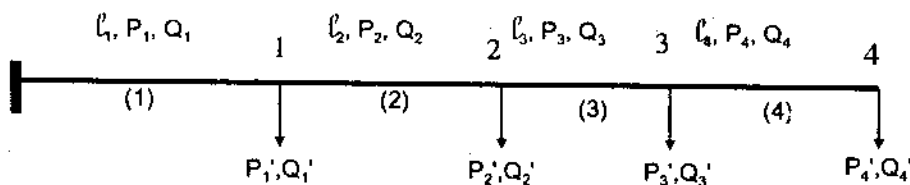
Chọn dây dẫn tiêu chuẩn gần nhất là AC 95, có $r_0 = 0,33 \Omega/\text{km}$ và $x_0 = 0,348 \Omega/\text{km}$.
 Tính tổn thất điện áp chính xác:

$$\Delta U = \frac{P' \cdot r_0 \cdot l + Q' \cdot x_0 \cdot l}{U_{dd}} = \frac{1200 \cdot 0,33 \cdot 10 + 800 \cdot 0,348 \cdot 10}{10} = 674\text{V}$$

Giá trị này nhỏ hơn $\Delta U_{cp} = 750\text{V}$, dây dẫn chọn đúng.

6.4.3. Chọn dây dẫn theo điều kiện cùng tiết diện dây dẫn cho toàn đường trục

Xét lưới điện trên hình 6.7; P'_i, Q'_i là công suất max của các phụ tải.



Hình 6.7

Trình tự chọn dây dẫn như sau:

1) Chọn x_0 trung bình của cấp điện áp, tính ΔU_x theo (6.47):

$$\Delta U_x = \frac{X_{0m}}{U_{dt}} \sum Q_i \cdot l_i \text{ [V, kVAr, } \Omega/\text{km, km, kV]}$$

Trong đó Q_i là công suất phản kháng trên đoạn lưới thứ i được tính theo hệ số đồng thời như đã trình bày trong chương 4, l_i là chiều dài đoạn lưới i , m là số đoạn lưới của đường trục.

2) Tính ΔU_r cho phép:

$$\Delta U_r = \Delta U_{cp} - \Delta U_x$$

3) Tính tiết diện dây dẫn:

$$\Delta U_r = \frac{r_0}{U_{dt}} \sum P_i \cdot l_i \text{ [V, kW, } \Omega/\text{km, km, kV]} \quad (6.51)$$

P_i tính theo hệ số đồng thời.

Rút ra:

$$r_{0max} = \frac{\Delta U_r \cdot U_{dt}}{\sum_{i=1}^N P_i \cdot l_i} \text{ [}\Omega/\text{km, V, kV, kW, km]} \quad (6.52)$$

4) Chọn tiết diện dây dẫn tiêu chuẩn có điện trở đơn vị nhỏ hơn gần nhất hoặc bằng r_0 . Tra hoặc tính x_0 . Nếu x_0 này nhỏ quá hoặc lớn quá so với x_0 chọn ban đầu thì phải chọn lại hoặc tính lại.

5) Tính chính xác ΔU theo dây dẫn đã chọn.

6) So sánh ΔU với ΔU_{cp} , nếu $\Delta U \leq \Delta U_{cp}$ thì đạt yêu cầu, nếu không thì tăng tiết diện dây dẫn.

7) Nếu đường trục phải cấp điện thêm cho các phụ tải khác trong trường hợp sự cố lưới điện thì phải kiểm tra điều kiện $\Delta U_{sc} \leq U_{cpsc}$ nếu không đạt yêu cầu, phải tăng tiết diện dây dẫn.

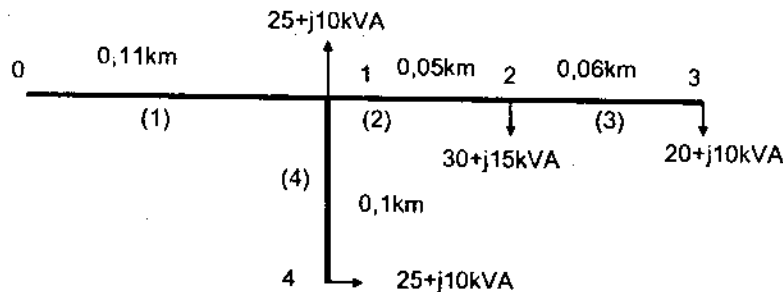
8) Tiết diện các đường nhánh được chọn theo điều kiện sao cho tổn thất điện áp từ đầu nguồn đến điểm có điện áp thấp nhất của nhánh nhỏ hơn ΔU_{cp} . Phần tổn thất điện áp trên đường trục từ đầu nguồn đến điểm rẽ nhánh ΔU_{0-n} đã được xác định bởi tiết diện đường trục đã chọn ở trên. Phần tổn thất điện áp còn lại dùng để chọn dây dẫn của nhánh rẽ là:

$$U_{nh} = \Delta U_{cp} - \Delta U_{0-n}$$

Tiết diện dây dẫn nhánh rẽ được chọn theo trình tự giống như đường trục, nhưng thay vì ΔU_{cp} trong công thức (6.49) phải dùng ΔU_{nh} và không có mục thứ 7.

Ví dụ 6.7a. Chọn dây dẫn cho lưới hạ áp trên không trên hình 6.8. $\Delta U_{cp} = 5\%$.

Đường trục gồm các nhánh (1), (2), (3) nối các nút 0, 1, 2, 3. Đường nhánh là nhánh nối nút 1 với nút 4.



Hình 6.8

Giải: Chọn sơ bộ $x_0 = 0,32 \Omega/\text{km}$.

Tính ΔU_x từ nút 0 đến nút 3 với giả thiết hệ số tham gia vào đỉnh của mọi phụ tải = 1 (nếu $k_{id} \neq 1$ thì phải tính phân bố dòng như đã trình bày trong chương 4).

$$\Delta U_x = \frac{X_{0m}}{U_{dl}} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot I_i = \frac{0,32(45 \cdot 0,11 + 25 \cdot 0,05 + 10 \cdot 0,06)}{0,380} = 5,73\text{V}$$

$$\Delta U_r = \Delta U_{Cr} - \Delta U_x = 5\% \cdot 380 - 5,73 = 19 - 5,73 = 13,27\text{V}$$

$$r_{0max} = \frac{\Delta U_r \cdot U_{dl}}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot I_i} = \frac{13,27 \cdot 0,38}{100 \cdot 0,11 + 50 \cdot 0,05 + 20 \cdot 0,06} = 0,343 \Omega/\text{km}$$

Chọn dây dẫn chuẩn A – 95 có $r_0 = 0,33 \Omega/\text{km}$, $x_0 = 0,30 \Omega/\text{km}$.

Tính lại tổn thất điện áp:

$$\begin{aligned} \Delta U = \Delta U &= \frac{r_0 \cdot P_i \cdot I_i + x_0 \cdot Q_i \cdot I_i}{U_{dl}} = \frac{0,33 \cdot (100 \cdot 0,11 + 50 \cdot 0,05 + 20 \cdot 0,06)}{0,380} + \\ &+ \frac{0,30 \cdot (45 \cdot 0,11 + 25 \cdot 0,05 + 10 \cdot 0,06)}{0,380} = 12,766 + 5,368 = 18,13\text{V} < 19\text{V} \end{aligned}$$

Đạt yêu cầu.

Ví dụ 6.7b. Chọn dây dẫn cho lưới điện 10kV, dây AC, $\Delta U_{Cr} = 6\%$, trên hình 6.7.

Thông số phụ tải:

Trạm	P [kW]	cosφ	Q [kVar]
T1	340	0,9	163,2
T2	220	0,9	107
T3	180	0,9	87
T4	260	0,9	126

Chọn $x_0 = 0,38 \Omega/\text{km}$

Thông số của các đoạn lưới, công suất nhánh, trong bảng sau:

Nhánh	L-km	$X_i - \Omega$	k_{dt}	$P_i - [\text{kW}]$	$\text{tg}\varphi_i$	$Q_i - [\text{kVAr}]$	$Q_i \cdot X_i / U_{dm}$	$P_i \cdot L_i$
1	4	1,52	0,85	850	0,48	408	62,2	3400
2	3	1,14	0,85	561	0,48	369	42,1	1683
3	2	0,76	0,9	396	0,48	190	14,4	380
4	3	1,14	1	260	0,48	125	14,3	375
Tổng							133	5838

Giải: $\Delta U_x = \Sigma Q_i \cdot X_i / U_{dm} = 135 \text{V}$

$\Delta U_r = 600 - 135 = 465 \text{V}$

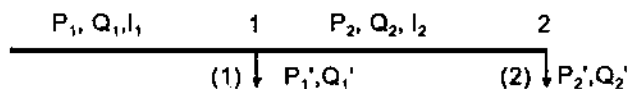
$\Delta U_r = [r_{0max} / U_{dm}] \cdot \Sigma P_i \cdot L_i = [r_{0max} / 10] \cdot 5838 = 583,8, r_{0min} = 465 \text{V}$

$r_{0max} = 465 / 583,8 = 0,797 \Omega$

Tra bảng dây dẫn ta thấy dây AC-50 có $r_0 = 0,65 \Omega/\text{km}$ và $x_0 = 0,370 \Omega/\text{km}$ thoả mãn yêu cầu. Vì diện trở xuất và cảm kháng của dây AC-70 đều nhỏ hơn r_0 tính được và x_0 lựa chọn ban đầu nên không phải kiểm tra ΔU .

6.4.4. Chọn dây dẫn theo điều kiện khối lượng kim loại màu nhỏ nhất

Xét lưới điện trên hình 6.9.



Hình 6.9

Trước hết ta tìm điều kiện để cho khối lượng kim loại màu nhỏ nhất:

Thành phần tổn thất điện áp cho phép trên điện trở của đường dây là:

$$\Delta U_r = \Delta U_{cr} - \Delta U_x = \Delta U_{r1} + \Delta U_{r2}$$

$$\Delta U_{r1} = \frac{P_1 \cdot L_1}{\gamma \cdot U_{dm} \cdot F_1}; \Delta U_{r2} = \frac{P_2 \cdot L_2}{\gamma \cdot U_{dm} \cdot F_2} = \Delta U_r - \Delta U_{r1} \quad (6.53)$$

γ là điện dẫn suất của dây, $\gamma = 1/\rho$.

Từ các công thức trên rút ra:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot L_1}{\gamma \cdot U_{dm} \cdot \Delta U_{r1}}; F_2 = \frac{P_2 \cdot L_2}{\gamma \cdot U_{dm} \cdot (\Delta U_r - \Delta U_{r1})}$$

Khối lượng kim loại màu cần dùng cho đường dây là:

$$V = 3.F_1.l_1 + 3.F_2.l_2 = \left(\frac{3P_1.l_1^2}{\gamma.U_{dt}.\Delta U_{r1}} + \frac{3P_2.l_2^2}{\gamma.U_{dt}(\Delta U_r - \Delta U_{r1})} \right)$$

Điều kiện để V là nhỏ nhất là đạo hàm của V theo $\Delta U_{r1} = 0$:

$$\frac{dV}{d(\Delta U_{r1})} = \frac{3}{\gamma.U_{dt}} \left(-\frac{P_1.l_1^2}{\Delta U_{r1}^2} + \frac{P_2.l_2^2}{(\Delta U_r - \Delta U_{r1})^2} \right) = 0$$

Hay
$$\frac{P_1.l_1^2}{\Delta U_{r1}^2} = \frac{P_2.l_2^2}{\Delta U_{r2}^2} \quad (6.54)$$

Thay ΔU_{r1} và ΔU_{r2} theo (6.53) vào (6.54) ta được điều kiện:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} \quad [\text{mm}^2, \text{kW}] \quad (6.55)$$

(6.55) là điều kiện để chọn dây dẫn theo điều kiện khối lượng kim loại màu nhỏ nhất.

Từ (6.55) rút ra: $F_1 = F_2 \cdot \sqrt{\frac{P_1}{P_2}}$

và
$$\Delta U_r = \Delta U_{r1} + \Delta U_{r2} = \frac{\sqrt{P_1}.l_1\sqrt{P_2}}{\gamma.U_{dt}.F_2} + \frac{P_2.l_2}{\gamma.U_{dt}.F_2}$$

Ta rút ra công thức trên tính F_2 :

$$F_2 = \frac{\sqrt{P_2}}{\gamma.U_{dt}.\Delta U_r} (l_1.\sqrt{P_1} + l_2.\sqrt{P_2})$$

và
$$F_2 = F_1 \cdot \sqrt{P_2/P_1}$$

Như vậy F_2 , tiết diện của đoạn lưới cuối cùng phải tính trước, từ đó mới tính các đoạn lưới phía trên.

Tương tự, cho đường trục có nhiều đoạn lưới, ta cũng phải tính tiết diện đoạn lưới cuối cùng m trước:

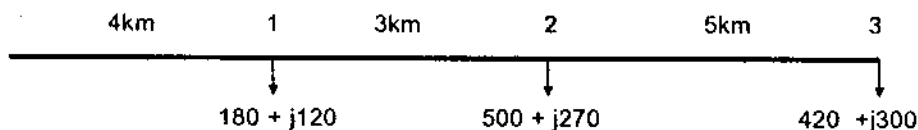
$$F_m = \frac{\sqrt{P_m}}{\gamma.U_{dt}.\Delta U_r} \sum_{i=1}^m l_i.\sqrt{P_i} \quad [\text{mm}^2, \text{kW}, \text{km}, \text{km}/\Omega\text{mm}^2, \text{kV}, \text{V}] \quad (6.56)$$

Sau đó tính tiết diện các đoạn lưới còn lại theo công thức sau:

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} = \dots = \frac{F_m^2}{P_m} \quad [\text{mm}^2, \text{kW}] \quad (6.57)$$

Sau đó chọn tiết diện chuẩn gần nhất rồi kiểm tra tổn thất điện áp.

Ví dụ 6.8. Chọn dây dẫn AC cho lưới điện trên hình 6.10.



Hình 6.10

$U_{dd} = 10\text{kV}$; $\Delta U_{cp} = 7,5\% = 750\text{V}$; $K_{dt} = 1$; $\gamma = 0,0317\text{km}/\Omega.\text{mm}^2$

Giải: Chọn $x_0 = 0,38\ \Omega/\text{km}$

$$\Delta U_x = \frac{x_0}{U_{dd}} \sum Q_i \cdot l_i = \frac{0,38}{10} (690 \cdot 4 + 570 \cdot 3 + 300 \cdot 5) = 219\text{V}$$

$$\Delta U_r = 750 - 219 = 531\text{V}$$

$$F_3 = \frac{\sqrt{420}(4 \cdot \sqrt{1100} + 3 \cdot \sqrt{900} + 5 \cdot \sqrt{420})}{0,0317 \cdot 10 \cdot 531} = 39,78\text{mm}^2$$

Chọn dây dẫn chuẩn là AC – 35.

$$F_2 = F_3 \cdot \sqrt{P_2/P_3} = 39,78 \cdot \sqrt{900/420} = 58,8\text{mm}^2$$

Chọn dây dẫn chuẩn AC – 70.

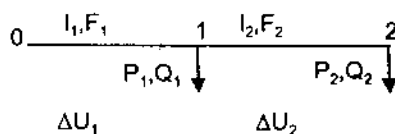
$$F_1 = F_3 \cdot \sqrt{P_1/P_3} = 39,78 \cdot \sqrt{1100/420} = 63,37\text{mm}^2$$

Chọn dây dẫn chuẩn AC – 70.

Tính kiểm tra điện áp: đạt yêu cầu.

6.4.5. Chọn dây dẫn theo tổn thất điện năng nhỏ nhất

Xét lưới điện trên hình 6.11.



Hình 6.11

Tổn thất công suất là:

$$\Delta P = \rho \left(\frac{I_1^2 \cdot l_1}{F_1} + \frac{I_2^2 \cdot l_2}{F_2} \right)$$

Khối lượng kim loại màu của toàn lưới điện là:

$$V = F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2$$

Rút F_2 và thay vào công thức trên:

$$\Delta P = \rho \left(\frac{I_1^2 \cdot l_1}{F_1} + \frac{I_2^2 \cdot l_2}{V - F_1 \cdot l_1} \right)$$

Lấy đạo hàm của ΔP theo F_1 và cho bằng 0, ta được điều kiện tổn thất công suất và cũng là tổn thất điện năng nhỏ nhất:

$$\frac{d\Delta P}{dF_1} = -\frac{I_1^2 \cdot l_1}{F_1^2} + \frac{I_2^2 \cdot l_1 \cdot l_2}{(V - F_1 \cdot l_1)^2} = -\frac{I_1^2 \cdot l_1}{F_1^2} + \frac{I_2^2 \cdot l_1 \cdot l_2}{F_2^2 \cdot l_2^2} = 0$$

Từ phương trình trên rút ra:

$$\frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} \text{ nghĩa là mật độ dòng điện } j_1 = j_2 \quad (6.58)$$

Như vậy điều kiện để tổn thất điện năng nhỏ nhất là mật độ dòng điện trên các đoạn lưới điện bằng nhau. Điều kiện này được kết hợp với điều kiện tổn thất điện áp.

Phương pháp tính là:

- Chọn x_0 , tính ΔU_x , ΔU_r .

- Tính j theo điều kiện:

$$\Delta U_r = \rho \cdot \sqrt{3} \left(\sum_{i=1}^n \frac{I_i \cdot l_i \cdot \cos \varphi_i}{F_i} \right) = \rho \cdot \sqrt{3} \left(\sum_{i=1}^n j \cdot l_i \cdot \cos \varphi_i \right) \quad (6.59)$$

$$j = \frac{\Delta U_r}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot \cos \varphi_i} \quad (6.60)$$

Nếu $j < j_{ki}$ thì dùng j để tính tiết diện, nếu $j \geq j_{ki}$ thì lấy j_{ki} để tính tiết diện:

$$F_i = \frac{I_i}{j} \quad (6.61)$$

Sau đó chọn dây dẫn tiêu chuẩn rồi tính kiểm tra điện áp.

6.5. CHỌN, KIỂM TRA TIẾT DIỆN DÂY DẪN THEO DÒNG ĐIỆN PHÁT NÓNG CHO PHÉP KẾT HỢP VỚI THIẾT BỊ BẢO VỆ

6.5.1. Lưới điện dưới 1000V

Dây dẫn trong lưới điện phân xưởng, trong nhà ở, cửa hàng... có sơ đồ hình tia cấp điện trực tiếp cho thiết bị dùng điện như động cơ, đèn điện... được chọn theo điều kiện phát nóng.

Điều kiện chọn là:

1. Không phát nóng quá giới hạn cho phép trong chế độ làm việc bình thường

$$I_{LVmax} \leq I'_{cp} \quad (6.62)$$

I'_{cp} là dòng điện cho phép của dây dẫn theo điều kiện phát nóng đã được hiệu chỉnh; I_{LVmax} là dòng điện làm việc lớn nhất của dây dẫn.

2. Không để xảy ra quá tải nguy hiểm

Phải có hệ thống theo dõi quá tải để xử lý kịp thời khi quá tải xảy ra.

Nếu không có điều kiện theo dõi quá tải thì dây dẫn được chọn phối hợp với cầu chảy (tên gọi trong quy phạm trang bị điện) và aptomat để chúng bảo vệ dây dẫn chống quá tải.

a) Bảo vệ bằng cầu chảy

– Cầu chảy được chọn theo các điều kiện sau:

+ Dòng định mức của dây chảy I_{dc} không được nhỏ hơn dòng điện làm việc lớn nhất I_{LVmax}

$$I_{dc} \geq I_{LVmax} \quad (6.63)$$

+ Dây chảy không được chảy khi khởi động động cơ:

• Nếu động cơ khởi động nhẹ, tần t , s xuất khởi động nhỏ và thời gian khởi động nhỏ hơn 8 – 10s thì dòng định mức của dây chảy chọn theo điều kiện:

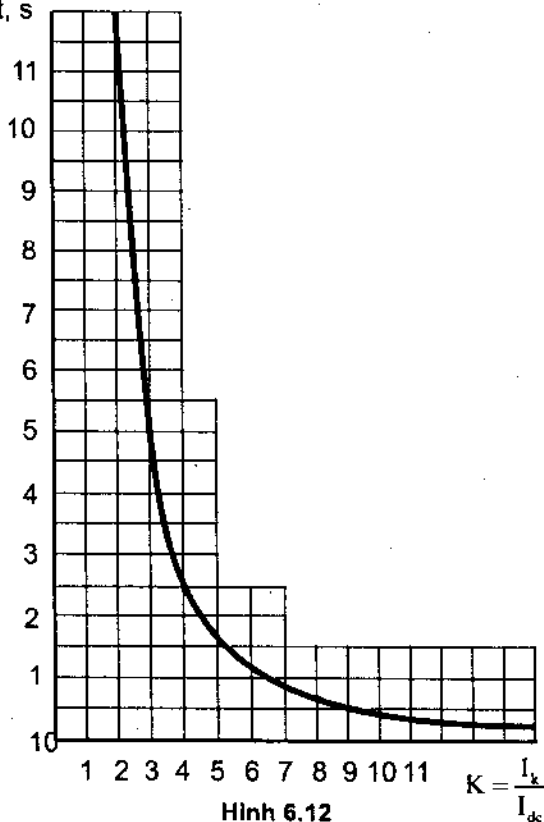
$$I_{dc} \geq \frac{I_{kd}}{2,5} \quad (6.64)$$

I_{kd} là dòng điện khởi động của động cơ.

• Nếu động cơ khởi động nặng, tần xuất khởi động lớn và thời gian khởi động đến 40 s thì dòng định mức của dây chảy chọn theo điều kiện:

$$I_{dc} \geq \frac{I_{kd}}{1,6 \div 2} \quad (6.65)$$

Bởi vì theo đặc tính chuẩn của cầu chảy (hình 6.12) trong đó I_k là dòng điện qua cầu chảy: dây chảy sẽ không chảy khi dòng điện qua nó nhỏ hơn 2,5 lần dòng điện định mức của dây chảy và kéo dài dưới 8s. Nếu kéo dài trên 10s thì dòng điện phải nhỏ hơn $1,6 \cdot I_{dc}$ dây chảy mới không chảy.



Hình 6.12

Nếu có 1 động cơ thì I_{kd} là dòng khởi động của động cơ.

Nếu là nhóm n động cơ thì giả thiết chỉ khởi động 1 động cơ trong khi các động cơ khác làm việc bình thường với dòng điện I_{LVmax} :

$$I_{kd} = \max_j \left[\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n I_{LVmax i} + I_{kdj} \right] \quad (6.66)$$

j là động cơ khởi động, $j = i, n$.

$$I_{LVmax i} = k_{ti} \cdot I_{dmi}$$

$$I_{dmi} = \frac{P_{dmi}}{\eta \cdot \sqrt{3} \cdot U_{dm} \cdot \cos \varphi_i} \quad (6.67)$$

$$I_{kdj} = k_{kdj} \cdot I_{dmi} \quad (6.68)$$

- I_{dmi} là công suất định mức của động cơ;
- U_{dm} là điện áp định mức của động cơ;
- P_{dmi} là công suất định mức của động cơ;
- k_{ti} là hệ số tải của động cơ i , $k_{ti} = 0,8 \div 1$;
- η là hiệu suất của động cơ $= 0,85 \div 0,9$.

k_{kdj} là hệ số khởi động – động cơ lồng sóc: $k_{kdj} = 4 \div 7,5$; động cơ dây cuốn: $k_{kdj} = 1,5 \div 2,5$.

Cầu chì của bậc trên phải có I_{dcT} lớn I_{dcD} của bậc dưới trực tiếp $1 \div 2$ bậc dây chảy chuẩn.

– Chọn dây dẫn theo:

Trường hợp dây dẫn bọc cao su, chất dẻo... đặt ở chỗ có nguy cơ quá tải cao thì dây dẫn vẫn chọn theo điều kiện (6.62) nhưng I'_{cp} được tính theo điều kiện:

$$I'_{cp} \geq 1,25 \cdot I_{dc} \quad (6.69)$$

Theo điều kiện này nếu dây dẫn quá tải 1,6 lần, dây chảy sẽ chảy sau 2s.

Vẫn dây dẫn trên trong môi trường không có nguy cơ cháy nổ hoặc dây bọc cách điện giấy thì:

$$I'_{cp} \geq I_{dc} \quad (6.70)$$

Theo điều kiện (6.70) lưới điện sẽ rẻ hơn, nhưng khi quá tải cầu chảy sẽ cắt chậm hơn.

Nếu dây dẫn không có nguy cơ quá tải thì điều kiện chọn dây là:

$$I'_{cp} \geq I_{dc} / 3 \quad (6.71)$$

Điều kiện (6.71) được giải thích như sau: Theo (6.64) dây chảy phải thỏa mãn điều kiện $I_{dc} \geq I_{kd} / 2,5$ mà $I_{kd} = 7,5 I_{dm}$ tức là $I_{dc} \geq 3 \cdot I_{dm}$, nếu chọn dây dẫn có I'_{cp} đúng bằng I_{dm} thì ta có điều kiện (6.71).

b) Bảo vệ bằng aptomat

Dòng điện khởi động của rơ le nhiệt được chọn theo điều kiện:

$$I_{kdN} \geq I_{LVmax} \quad (6.72)$$

Dòng điện khởi động của rơ le điện từ được chọn theo điều kiện:

$$I_{kd-DT} \geq 1,25 I_{QT} \quad (6.73)$$

I_{QT} – dòng điện quá tải.

1,25 là hệ số dự trữ tính đến tác động không chính xác của rơ le.

Dòng điện cho phép của dây dẫn được chọn theo điều kiện:

Nếu Aptomat có rơ le nhiệt:

$$I'_{CP} \geq I_{LVmax} / 1,5 \quad (6.74)$$

Nếu Aptomat có rơ le điện từ:

$$I'_{CP} \geq I_{QT} / 1,5 \quad (6.75)$$

Cho lưới điện sinh hoạt:

$$I'_{CP} \geq 1,25 \cdot I_{QT} \quad (6.76)$$

Ví dụ 6.9. Xét lưới điện 380/220V trên hình 6.13:

Đường dây 1 cấp điện từ trạm phân phối cho tủ điện T1 bằng cáp nhôm 4 sợi đặt trong đường dẫn trên tường phản xướng.

Từ tủ điện T₁ có 8 đường dây 2 cấp điện cho 4 động cơ lồng sóc ĐC1 và 4 động cơ dây cuốn ĐC2, có đường dây 3 cấp điện cho tủ chiếu sáng T có công suất tổng 20kW, (cosφ = 1). Đường dây 2 bằng dây cách điện đặt trong ống thép, đường dây 3 bằng dây cách điện đặt trên sứ. Hệ số đồng thời của phụ tải trên đường dây 1 là 0,8, các hệ số hiệu chỉnh dòng điện cho phép của dây dẫn = 1.

Thông số các động cơ trong bảng sau:

	P_{dm} (kW)	cosφ	η %	I_{dm} (A)	k_t	I_{LVmax} (A)	k_{kd}	I_{kd} (A)
ĐC1	14	0,83	87	29,4	0,9	26,5	6,5	192
ĐC2	20	0,86	86	41,1	1	41,4	2	82,8

Hãy tính chọn dây dẫn và dây chảy cầu chì các tuyến.

Giải:

– Chọn cầu chì CC2 cấp điện cho các động cơ ĐC1:

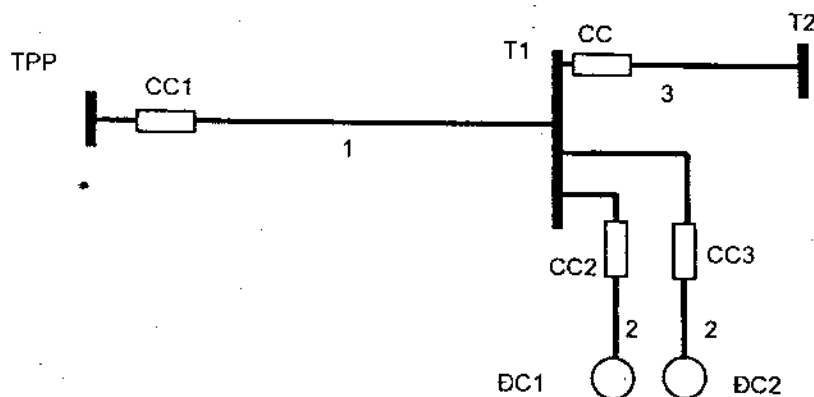
$$I_{dk} \geq I_{LVmax} = 26,5 \text{ đồng thời } I_{dk} \geq 192/2,5 = 76,8 \text{ A (điều kiện (6.63) và (6.64))}$$

Ta chọn $I_{dk} = 80 \text{ A}$ (dãy tiêu chuẩn của dây chảy: 6 – 10 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 80 – 100 – 120 – 150 – 200 – 225 – 250 – 300 – 400 – 500 – 600A.

Dây dẫn 2 cấp điện cho ĐC1 được chọn theo tiêu chuẩn:

$I'_{cp} \geq 26,5$ đồng thời $I'_{cp} \geq 80/3 = 26,7A$ (điều kiện (6.63) và (6.71))

Ta chọn dây $4mm^2$ có $I'_{cp} = 28A$.



Hình 6.13

– Chọn cầu chì CC3 cấp điện cho các động cơ ĐC2: $I_{dc} = 60A$.

$I_{dc} \geq I_{LVmax} = 41,4$ đồng thời $I_{dc} \geq 82,8/2,5 = 33,1A$ (điều kiện (6.63) và (6.64)).

Chọn $I_{dc} = 60 A$.

Dây dẫn 2 cấp điện cho ĐC2 được chọn theo tiêu chuẩn:

$I'_{cp} \geq 41,4$ đồng thời $I'_{cp} \geq 60/3 = 20A$ (điều kiện (6.62) và (6.71))

Chọn dây $10mm^2$ có $I'_{cp} = 47A$.

– Chọn dây dẫn 3:

$$I_{LVmax} = 20/(\sqrt{3} \cdot 0,38) = 30,4A$$

Đây là đường dây cho chiếu sáng nên cầu chì chỉ cần chọn theo điều kiện (6.63).

$$I_{dc} \geq 30,4A$$

Chọn $I_{dc} = 35A$.

Dây dẫn chọn theo điều kiện (6.70): $I'_{cp} \geq 35 A$, chọn dây $6mm^2$ có $I'_{cp} = 40A$.

– Chọn cầu chì 1 trên đường dây 1:

$$I_{LVmax} = 0,8(4.26,5 + 4.41,4 + 30,4) = 242A$$

I_{QT} tính theo (6.66): lớn nhất khi khởi động 1 động cơ ĐC1:

$$I_{QT} = 0,8(3.26,5 + 4.41,4 + 30,4) + 192 = 412 A$$

Cầu chì chọn theo điều kiện:

$I_{dc} \geq I_{LVmax} = 242$ đồng thời $I_{dc} \geq 412 / 2,5 = 165A$ (điều kiện (6.63) và (6.64))

Chọn dây chảy có $I_{dc} = 260A$

Dây dẫn chọn theo điều kiện:

$I'_{cp} \geq 242 \text{ A}$ đồng thời $I'_{cp} \geq 260/3 = 87 \text{ A}$ (điều kiện (6.62) và (6.71))

Chọn 1 dây cáp 185 mm^2 có $I_{Cp} = 260 \text{ A}$ hoặc 2 dây cáp 70 mm^2 có $I_{Cp} = 2.140 = 280 \text{ A}$.

6.5.2. Lưới điện trung áp

Dây cáp được chọn theo j_{kt} nếu được bảo vệ bằng cầu chảy cũng cần kiểm tra hoặc chọn cầu chảy thích hợp.

Để dây dẫn làm việc tin cậy cần thoả mãn điều kiện sau:

$$I_{LVmax} < 0,75.I_{dc} \quad (6.77)$$

Điều kiện này tính đến việc dây chảy có thể chảy ở $0,75I_{dc}$.

Từ điều kiện trên rút ra:

$$I_{dc} > 1,33.I_{LVmax}$$

Để an toàn thường chọn:

$$I_{dc} > 1,5.I_{LVmax} \quad (6.78)$$

Điều kiện này chặt hơn điều kiện (6.63) cho lưới điện hạ áp.

Ngoài ra còn phải tính đến tác động chính xác của cầu chảy khi ngắn mạch:

$$I_k \geq 3.I_{dc} \quad (6.79)$$

I_k là dòng điện ngắn mạch nhỏ nhất của dây dẫn, thường là dòng ngắn mạch 1 pha ở cuối đường dây điện.

6.6. CHỌN MÁY BIẾN ÁP

1. Trạm biến áp có 1 máy biến áp

Máy biến áp phải thoả mãn yêu cầu:

$$S_{Bkm} \geq S_{ptmax} \quad (6.80)$$

U_{Cdm} , U_{Hdm} thoả mãn yêu cầu điều chỉnh điện áp.

Hệ thống điều chỉnh điện áp chọn theo điều kiện thực tế của lưới điện, sao cho đảm bảo chất lượng điện áp yêu cầu.

2. Trạm biến áp có 2 máy biến áp

Tốt nhất là chọn 2 máy biến áp giống nhau, cùng hãng sản xuất. Nếu 2 máy biến áp khác kiểu thì phải thoả mãn điều kiện vận hành song song: Cùng điện áp định mức; cùng tổ đấu dây; cùng điện áp ngắn mạch.

Trường hợp 2 máy biến áp có cùng công suất, thì công suất máy biến áp phải đạt yêu cầu:

a) Đảm bảo cung cấp điện trong tình huống sự cố 1 máy.

b) Giá thành trạm rẻ nhất: công suất máy biến áp nhỏ nhất.

Muốn thế thì khi ngừng một máy, máy biến áp còn lại phải làm việc quá tải. Hệ số quá tải 40% là hợp lý cho hệ thống điện: đảm bảo quá tải 5 giờ mỗi ngày và 5 ngày đêm (chế độ max hằng ngày kéo dài từ 18 đến 22 giờ).

$$S_{dm} \leq \frac{S_{pt\max}}{k_{qt}} = \frac{S_{pt\max}}{1,4} \quad (6.81)$$

$S_{pt\max}$ là công suất max năm của phụ tải.

Nếu máy biến áp được sản xuất theo yêu cầu thì không phải hiệu chỉnh công suất. Nếu máy biến áp được sản xuất cho điều kiện vận hành khác nơi định sử dụng thì phải hiệu chỉnh công suất cho phù hợp. Ví dụ, máy biến áp sản xuất cho điều kiện khí hậu hàn đới thì khi dùng cho điều kiện nhiệt đới phải hiệu chỉnh công suất, công suất dùng được sẽ nhỏ hơn công suất định mức của máy.

Nếu máy biến áp cấp điện cho phụ tải cố định không tăng theo thời gian thì có thể chọn theo điều kiện quá tải để có giá thành rẻ. Nếu hệ số điện kén đồ thị phụ tải thấp, máy biến áp có thể quá tải thường xuyên đến 20 – 30%.

6.7. KHÁI QUÁT VỀ QUY HOẠCH THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN

6.7.1. Quy hoạch, thiết kế và cải tạo lưới điện

Muốn lưới điện phát triển tối ưu trong thời gian dài cần phải làm quy hoạch. Có quy hoạch dài hạn, ngắn hạn và thiết kế.

Quy hoạch dài hạn là bản ghi trình tự phát triển tối ưu lưới điện trong thời gian đủ dài từ 15 đến 20 năm (có thể đến 30 năm), đến cuối kỳ quy hoạch lưới điện phải có được cấu trúc đã được định trước. Trình tự này bao gồm: sơ đồ lưới điện phải đạt được từng năm, các công trình điện (đường dây, trạm biến áp...) được đưa vào vận hành từng năm, lịch phát triển hệ thống quản lý vận hành, điều khiển... Quy hoạch dài hạn thực hiện trên các dữ liệu dự báo về phụ tải, về kinh tế, xã hội, về phát triển khoa học kỹ thuật... do dự báo xa nên có độ không chính xác nhất định.

Quy hoạch ngắn hạn là sơ đồ phát triển chi tiết lưới điện trong khoảng thời gian ngắn trước mắt khoảng 5... 7 năm, cụ thể hoá quy hoạch dài hạn trên cơ sở các số liệu gần hơn, chính xác hơn.

Thiết kế là sơ đồ thực hiện từng công trình cụ thể của lưới điện.

Quy hoạch điện được thực hiện thông qua các dự án. Các dự án lại được thực hiện qua đấu thầu thiết kế, thi công... Các đơn vị kinh tế trúng thầu sẽ thực hiện công trình.

Ví dụ quy hoạch dài hạn lưới điện trung áp một khu vực yêu cầu phải chuyển

đổi điện áp về cấp 22kV với một trình tự thực hiện nhất định đã được luận chứng là tối ưu. Thời hạn đưa vào của các phần tử cũng được xác định.

Quy hoạch ngắn hạn 5... 7 năm: xác định chính xác:

– Thông số kỹ thuật cần có của từng phần tử;

– Thời hạn đưa vào vận hành của từng phần tử... các thông số này có thể khác với quy hoạch dài hạn do dữ liệu tính toán cụ thể và chính xác hơn.

Trong thiết kế kỹ thuật sẽ chọn loại thiết bị cụ thể có các tính năng yêu cầu, vẽ sơ đồ thực hiện chi tiết kèm theo dự toán.

Trong cả ba khâu đều phải tính toán phân tích kinh tế chọn giải pháp tối ưu, sao cho giá thành tải điện trung bình của lưới điện là nhỏ nhất trong khoảng thời gian cho trước.

Ngoài các công việc trên còn có các dự án phát sinh thêm như: dự án chống quá tải, cấp điện cho phụ tải mới có ngoài quy hoạch, dự án giảm tổn thất điện năng... gọi chung là các dự án cải tạo lưới điện. Bài toán này xảy ra nhiều ở lưới phân phối trung, hạ áp.

6.7.2. Các bài toán kinh tế phải làm khi quy hoạch, thiết kế và cải tạo lưới điện

1. Bài toán luận chứng kinh tế

Bài toán luận chứng phải làm khi công trình điện được dự kiến thực hiện nhằm mục đích sinh lợi mà chưa biết chắc có sinh lợi hay không. Ví dụ, các dự án giảm tổn thất điện năng như: bù công suất phản kháng, tăng tiết diện dây, xây thêm đường dây song song với đường dây hiện có, cấp điện cho một khu vực mới...

Có hai bài toán luận chứng: luận chứng kinh tế và luận chứng tài chính.

Luận chứng kinh tế để xem công trình có mang lại lợi ích cho xã hội hay không. Còn luận chứng tài chính là xem công trình có mang lại lợi nhuận cho chủ đầu tư hay không. Có thể có các công trình mang lại lợi ích xã hội như tạo công ăn việc làm nhưng chủ đầu tư không có lãi.

Luận chứng kinh tế và tài chính dẫn đến quyết định đầu tư.

2. Bài toán so sánh phương án

Nếu biết chắc là công trình có lợi hoặc đã luận chứng kinh tế, tài chính thấy có lợi và đã quyết định đầu tư, hoặc vì lý do xã hội mà quyết định đầu tư thì bước sang so sánh các phương án thực hiện, để chọn phương án có hiệu quả kinh tế cao nhất. Điều kiện so sánh kinh tế là các phương án có cùng tính năng kỹ thuật nghĩa là cùng thoả mãn các yêu cầu kỹ thuật như nhau. Nếu có sự chênh lệch về kỹ thuật thì phải thực hiện các biện pháp nhân tạo để chúng bằng nhau về kỹ thuật trước khi so sánh kinh tế.

Đối với lưới điện, do chỉ có một sản phẩm đầu ra duy nhất là điện năng, nên phần thu của mọi phương án cấp điện như nhau. Vậy chỉ cần so sánh phần chi để chọn phương án tối ưu.

Đa phần các bài toán quy hoạch lưới điện, xây dựng các công trình điện không yêu cầu luận chứng, vì lợi ích kinh tế của chúng là đương nhiên, ví dụ như việc phát triển lưới điện ở vùng đô thị và đồng bằng, còn ở các vùng mật độ dùng điện rất thưa thì việc cung cấp điện lại cần thiết vì lý do xã hội... Do đó tìm ra phương án thực hiện tối ưu là bài toán thường gặp trong quy hoạch, thiết kế lưới điện.

3. Bài toán xác định thời gian đưa vào vận hành của công trình điện

Đưa công trình vào sớm một năm hay muộn một năm có thể mang lại lợi ích kinh tế cho doanh nghiệp, cho nên cần làm bài toán này dù khá khó.

6.7.3. Phương pháp chung so sánh các phương án và luận chứng công trình điện

1. So sánh phương án

Trong bài toán so sánh các phương án, nếu các chi phí không đổi hoặc biến đổi đều theo thời gian thì dùng chi phí vòng đời để so sánh. Nói chung thì các bài toán có vốn đầu tư thực hiện trước năm 0, đều có thể dùng chi phí vòng đời. Nếu các phương án có chi phí không đổi thì không cần hiện tại hoá chi phí vòng đời.

Nếu vốn đầu tư được đưa vào nhiều lần trong quá trình vận hành làm thay đổi các chi phí khác như chi phí cho tổn thất điện năng, chi phí cho độ tin cậy... thì phải dùng hàm chi phí vận hành hàng năm để so sánh phương án:

Chi phí vận hành năm t :

$$CP_{vm} = KH_t + HB_t + c_A \cdot \Delta A_t + c_P \cdot \Delta P_t + c_m \cdot \Delta A_m \quad (6.82)$$

– Trong chi phí vận hành có thành phần chi phí khấu hao KH, trong vận hành công trình điện bị hao mòn, sự hao mòn này được chuyển vào chi phí vận hành. Sau khi công trình hết hạn sử dụng doanh nghiệp có đủ tiền làm mới công trình. Khấu hao nhằm bảo toàn vốn đầu tư.

Có thể tính khấu hao như sau:

– Khấu hao đều: vốn đầu tư V_i được khấu hao trong T_{kh} năm kể từ năm bắt đầu khai thác, mỗi năm phải chi cho khấu hao:

$$KH_i = \frac{V_i}{T_{kh}} \quad (6.83a)$$

Sau T_{kh} năm thì khấu hao xong.

- Khấu hao tính theo % của vốn đầu tư:

$$KH_t = a_{kh} \cdot V_t \quad (6.83b)$$

$V_t[d]$ là vốn đầu tư được khấu hao.

Chi phí khấu hao năm t là tổng chi phí khấu hao của các vốn đầu tư còn khấu hao:

$$KH_t = \sum KH_i \quad (6.83c)$$

- HB_t là chi phí hoạt động và bảo dưỡng năm t . Có thể lấy theo hệ số a_{hb} :

$$HB_t = a_{hb} \cdot V_{0-t} \quad (6.84)$$

V_{0-t} là tổng vốn đầu tư đã đưa vào đến năm $t - 1$. Nếu các phân tử lưới điện có chi phí HB khác nhau thì phải tính riêng.

Thành phần chi phí do mất điện chỉ cần đến khi so sánh các giải pháp nâng cao độ tin cậy, còn ở các bài toán khác lưới điện có độ tin cậy tương đương thì không cần tính tới.

Chi phí vận hành hiện tại là tổng của các chi phí vận hành hằng năm hiện tại hoá, dùng để so sánh phương án:

$$CP_{vho} = \sum_{i=1}^N CP_{vht} \cdot \frac{1}{(1+r)^t} = \sum_{i=1}^N (KH_t + HB_t + c_A \cdot \Delta A + c_p \cdot \Delta P) \cdot \frac{1}{(1+r)^t} \quad (6.85)$$

Phương án nào có chi phí vận hành hiện tại nhỏ hơn là phương án tốt hơn.

2. Luận chứng kinh tế

Để luận chứng kinh tế phải sử dụng NPV(net present value).

Nếu lấy thu nhập hàng năm do bán điện trừ đi chi phí hằng năm ta được tiền lãi hàng năm.

Hiện tại hoá tiền lãi năm rồi lấy tổng ta được tiền lãi của công trình điện (lợi nhuận tuyệt đối được tạo ra bởi vốn đầu tư) - NPV.

Các khoản thu, chi và lãi cho công trình điện gọi là các dòng tiền tệ.

Giá trị của các dòng tiền tệ ở năm t là:

- Thu nhập TN_t do bán điện năng(B):

$$TN_t = c_{AB} \cdot A_t \quad (6.86)$$

c_{AB} là giá bán điện năng -đ/kWh; A_t là điện năng bán năm t ;

- Các chi phí gồm có(C): chi phí vận hành và chi phí mua điện năng:

+ Chi phí vận hành là:

$$CP_{vht} = KH_t + HB_t + c_A \cdot \Delta A_t + c_p \cdot \Delta P_t + c_{md} \cdot \Delta A_{mdt}$$

+ Chi phí mua điện năng:

$$CP_A = c_A \cdot A_t \quad (6.87)$$

A_t là điện năng mua năm t cũng là điện năng bán vì tổn thất điện năng đã tính riêng với cùng giá mua c_A .

Lấy thu nhập năm trừ đi các khoản chi được giá trị năm của dòng tiền tệ tổng: đây là tiền lãi thu được 1 năm.

Hiện tại hoá dòng tiền tệ ta được NPV cho một công trình điện tính:

$$NPV = \sum_1^N [TN_t - CP_{vh} - CP_A] \frac{1}{(1+r)^t} + CL \frac{1}{(1+r)^N} \quad (6.88)$$

Trong phương trình trên có CL là giá trị còn lại của công trình sau thời gian tính toán.

Nếu công trình điện là động, có vốn đầu tư thêm vào năm t thì có thêm thành phần chi phí vận hành và khấu hao cho vốn này tính từ năm t .

NPV dùng để luận chứng kinh tế công trình điện: Nếu NPV của công trình > 0 thì công trình có hiệu quả kinh tế. Để chắc chắn, ngoài NPV còn phải tính thêm một số chỉ tiêu nữa để luận chứng như:

– Suất sinh lời nội bộ (IRR), tức là suất chiết khấu r' ứng với $NPV = 0$, nếu $r' > r$ là suất chiết khấu thị trường thì công trình có hiệu quả.

– Thời gian thu hồi vốn (payback period): số năm tính N' cho $NPV = 0$.

– Tỷ số lợi ích – chi phí (B/C): lấy thu nhập hiện tại chia cho chi phí hiện tại ta được tỷ số lợi ích. Tỷ số này càng cao thì hiệu quả đầu tư càng lớn.

Cũng có thể dùng NPV để so sánh phương án, phương án nào có NPV nhỏ hơn là phương án tốt hơn.

Luận chứng kinh tế chỉ chứng tỏ rằng công trình điện mang lại hiệu quả kinh tế cho xã hội. Muốn biết công trình điện có mang lại hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư phải làm luận chứng tài chính, trong đó phải tính đến thuế, đến tiền vay, trả lãi, cổ tức... Một công trình có thể có lợi cho xã hội nhưng có thể không mang lại lợi nhuận cho chủ đầu tư do không vay được vốn ưu đãi, do lạm phát...

3. Giá thành tải điện

Giá thành tải điện hàng năm là chỉ tiêu kinh tế quan trọng của lưới điện:

$$\alpha_t = \frac{CP_{vh}}{A_t} \quad [d/kWh] \quad (6.89a)$$

Nếu lưới điện cấp điện cho phụ tải không đổi thì chi phí vận hành hàng năm như nhau. Nếu không tính đến độ tin cậy cung cấp điện, giá tổn thất công suất thì:

$$CP_{vh} = a_{vh} \cdot V_0 + c_A \cdot \Delta A \quad (6.89b)$$

$$A = P_{max} \cdot T_{max} [kWh] \quad (6.89c)$$

là điện năng yêu cầu của phụ tải.

$P_{\max}$ – Công suất max của phụ tải

$T_{\max}$ – Thời gian sử dụng công suất lớn nhất của phụ tải.

$$\alpha = \frac{CP_{\text{vh}}}{A} = \frac{a_{\text{vh}} \cdot V_0 + c_A \cdot \Delta A}{P_{\max} \cdot T_{\max}} \quad (6.89d)$$

Giá thành tài điện là chỉ tiêu kinh tế quan trọng nhất của lưới điện vì doanh nghiệp điện mong muốn giá thành tài điện thấp nhất để họ được hưởng lợi cao nhất. Phần đầu để có giá thành tài điện rẻ là trọng tâm công tác của các doanh nghiệp điện, được thực hiện trong quy hoạch, thiết kế và cải tạo cũng như trong vận hành lưới điện.

6.7.4. Thời gian đưa công trình điện vào vận hành

Trong quy hoạch dài và trung hạn thời gian đưa các công trình vào vận hành đã được xác định. Tuy nhiên cùng với thời gian các điều kiện tính toán ban đầu cũng thay đổi. Do đó mà trước khi xây dựng một công trình điện nào cũng phải kiểm tra lại chính xác thời gian công trình đó phải đưa vào vận hành. Từ thời điểm cần đưa công trình vào vận hành sẽ quyết định thời điểm bắt đầu thiết kế và thi công công trình.

Vấn đề phải giải đáp ở đây là nên đưa công trình vào vận hành năm t hay là lùi lại đến năm $t + 1$ tức là chậm lại một năm.

Để đưa công trình vào vận hành ở năm t cần vốn đầu tư là V , nếu lùi lại 1 năm thì chỉ cần vốn là $V/(1+r)$. Do đó nếu đưa công trình vào năm t thì sẽ bị thiệt về vốn so với lùi lại một năm là:

$$\Delta V = V - \frac{V}{1+r} = \frac{V \cdot r}{1+r} \quad (6.90)$$

Nhưng nếu đưa công trình vào năm t thì sẽ được lợi về giảm tổn thất so với lùi lại một năm:

$$\Delta C_{\Delta P} = C_{\Delta P, t+1} - C_{\Delta P, t}$$

$$\Delta C_{\Delta A} = C_{\Delta A, t+1} - C_{\Delta A, t}$$

$$\Delta C_{\Delta Am} = C_{\Delta Am, t+1} - C_{\Delta Am, t}$$

Do đó điều kiện để đưa công trình vào vận hành năm t là: Tổng lợi ích về vận hành lớn hơn thiệt hại về vốn, tức là:

$$\Delta C_{\Delta P} + \Delta C_{\Delta A} + \Delta C_{\Delta Am} > V \cdot r / (1+r)$$

$$\text{Đặt: } i = \frac{\Delta C_{\Delta P} + \Delta C_{\Delta A} + \Delta C_{\Delta Am}}{\frac{V \cdot r}{(1+r)}} \quad (6.91)$$

i được gọi là xuất sinh lợi ban đầu. Nếu $i > 1$ thì nên đưa công trình vào năm t còn nếu $i < 1$ thì nên lùi lại một năm.

Chú ý là i không cho biết hiệu quả chung của công trình, vấn đề này giải

quyết trong quy hoạch. i chỉ cho biết trong năm vận hành đầu tiên công trình có sinh lợi hay không.

Trong trường hợp có nhiều công trình nên đưa vào vận hành trong một năm mà vốn có hạn thì công trình nào có hệ số sinh lợi ban đầu i lớn hơn sẽ được ưu tiên thực hiện trước.

CÂU HỎI ÔN TẬP

1. Điều kiện kinh tế kỹ thuật khi lựa chọn tiết diện dây dẫn? Điều kiện kỹ thuật nào chung cho mọi lưới điện, điều kiện nào chỉ cho đường dây trên không, điều kiện nào chỉ cho cáp? Giải thích tại sao?
2. Chi phí vòng đời của lưới điện gồm các thành phần nào? Giải thích ý nghĩa từng thành phần.
3. Vì sao hiện tại hóa chi phí vòng đời của lưới điện?
4. Chi phí vận hành gồm các thành phần nào? Vì sao phải khấu hao vốn đầu tư ban đầu?
5. Vì sao khi tính chi phí cho tổn thất công suất phải tính đến hệ số tham gia vào đỉnh?
6. Ý nghĩa của J_{kl} ? J_{kl} phụ thuộc các yếu tố nào?
7. Vì sao lưới điện 110kV trở lên, dây dẫn chọn theo J_{kl} mà không chọn theo tổn thất điện áp?
8. Vì sao lưới cáp điện trung áp chọn tiết diện theo J_{kl} còn lưới điện áp trên không chọn theo tổn thất điện áp?
9. Khi nào chọn dây dẫn theo điều kiện toàn lưới điện cùng một tiết diện hay khối lượng kim loại màu nhỏ nhất? Mỗi cách chọn có lợi ích gì?
10. Khi nào chọn tiết diện theo dòng điện phát nóng cho phép?
11. Vì sao khi chọn tiết diện dây dẫn theo điều kiện phát nóng phải phối hợp với thiết bị bảo vệ?
12. Vì sao khi chọn công suất máy biến áp không tính đến tổn thất điện năng mà chỉ tính đến vốn đầu tư?

Chương 7

VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN

7.1. NHIỆM VỤ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN

7.1.1. Công tác vận hành lưới điện

Công tác vận hành lưới điện gồm các công việc:

1. Điều khiển lưới điện đang làm việc trong chế độ xác lập bình thường theo chương trình đã chuẩn bị trước.
 2. Xử lý các tình huống sự cố: ngắn mạch, thiết bị phân phối điện bị hỏng đột nhiên do già hoá, do thời tiết hoặc các yếu tố ngẫu nhiên khác.
 3. Lập chương trình vận hành ngắn hạn: tính toán chọn sơ đồ vận hành của lưới điện, tính chính định thiết bị điều khiển, bảo vệ...
 4. Sửa chữa, bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp...
 5. Thực hiện các công tác cải tạo, nâng cấp lưới điện.
- Chi phí cho 4 hạng mục đầu là chi phí hoạt động và bảo dưỡng.

7.1.2. Mục đích của vận hành lưới điện

1. Đảm bảo chất lượng điện áp.
2. Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện hợp lý cho phụ tải.
3. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao: tổn thất công suất trong chế độ max và tổn thất điện năng thấp nhất, phối hợp với nguồn điện đảm bảo chi phí sản xuất nhỏ nhất.
4. Đảm bảo an toàn cao cho lưới điện trong chế độ bình thường cũng như sự cố.

7.1.3. Các thiết bị dùng cho mục đích điều khiển lưới điện

1. Để điều khiển chế độ bình thường

- Máy cắt, dao cách ly, dao cách ly tự động.
- Thiết bị điều chỉnh điện áp: máy biến áp điều áp dưới tải, máy điều chỉnh điện áp, máy biến áp điều áp ngoài tải.

- Tự bù dọc, tự bù ngang, kháng bù dọc, kháng bù ngang.
- Thiết bị FACTS: Tự bù ngang SVC (hình 7.1), tự bù dọc,... điều khiển tự động, tức thời bằng tiristor.

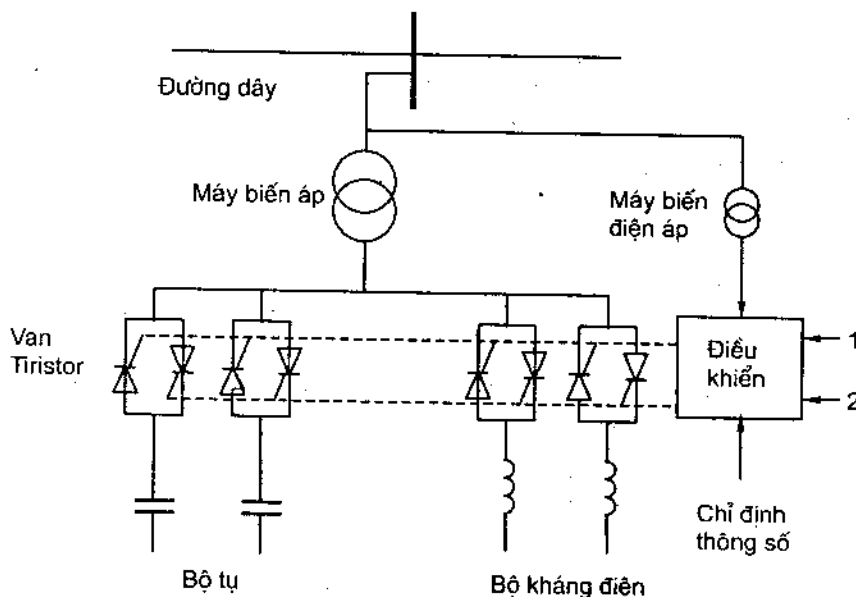
- Thiết bị cân bằng pha hay lọc các sóng hài bậc cao của điện áp, dòng điện.

Các thiết bị đóng cắt và điều chỉnh có thể điều khiển tự động theo chương trình cho trước, điều khiển dưới tải từ xa, điều khiển ngoài tải từ xa hoặc tại chỗ bởi các nhân viên điều độ.

2. Để bảo vệ và điều khiển khi sự cố

- Bảo vệ rơ le, thiết bị tự đóng lại đường dây điện;
- Máy cắt, dao cách ly tự động;
- Tự đóng nguồn dự trữ, tự động xả thải phụ tải...

Các thiết bị điều khiển có thể điều khiển riêng lẻ hoặc tích hợp trong hệ thống SCADA (hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu – Supervisory Control And Data Acquisition).



Hình 7.1

7.1.4. Phương thức vận hành lưới điện

Các tác động điều khiển gồm 2 loại: Điều khiển các thông số chế độ: dòng công suất tác dụng và phản kháng trên các đường dây, điện áp các nút, để đạt các mục tiêu nói trên bằng cách:

- Thay đổi cấu trúc lưới điện: thay đổi số phân tử chính là đường dây điện và

máy biến áp,... tham gia vận hành, thay đổi sơ đồ nối dây của lưới điện, ví dụ: cắt bớt máy biến áp trong chế độ non tải, đưa đường dây điện nào đó vào trạng thái bảo dưỡng hay dự phòng.

– Thay đổi thông số của các phần tử điều khiển được trên lưới điện: điện trở, cảm kháng, hệ số biến áp, trạng thái tự bù, kháng bù, thông số của các thiết bị tự động, thông số chỉnh định rơ le... Số lượng và chất lượng các thiết bị điều khiển quyết định hiệu quả điều khiển.

Điều khiển lưới điện chia làm 2 giai đoạn:

– Điều khiển tức thời nhờ các thiết bị điều khiển tự động như: điều chỉnh kích từ ở máy phát, SVC, rơ le tự đóng lại, tự đóng nguồn dự trữ, máy biến áp điều áp dưới tải tự động, dao cách ly tự động... Các thiết bị tự động theo dõi liên tục thông số chế độ cân điều khiển và tự động thay đổi trạng thái mỗi khi các thông số chế độ biến thiên quá giới hạn cho phép.

Điều khiển tức thời nhằm bảo đảm an toàn cho lưới điện, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cho các phụ tải yêu cầu độ tin cậy cao, chất lượng điện áp;

– Điều khiển chậm do nhân viên vận hành thực hiện: đảm bảo chất lượng điện áp, độ tin cậy cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng. Điều khiển chậm có thể thực hiện thường xuyên từng giờ dưới tải hoặc theo mùa trong năm, ngoài tải. Ví dụ: thay đổi đầu phân áp của máy biến áp có điều áp dưới tải đóng cắt tự bù, kháng bù... đóng cắt máy biến áp, thay đổi đầu phân áp của máy biến áp điều áp ngoài tải.

7.2. ĐIỀU CHỈNH ĐIỆN ÁP TRONG LƯỚI ĐIỆN

7.2.1. Chất lượng điện năng

Chất lượng điện năng gồm có: chất lượng điện áp và chất lượng tần số.

1. Chất lượng tần số

Chất lượng tần số được đánh giá bằng:

– Độ lệch tần số so với tần số định mức $\Delta f = (f - f_{dm})100/f_{dm}$

– Độ dao động tần số: đặc trưng bởi độ lệch giữa giá trị lớn nhất và nhỏ nhất của tần số khi tần số biến thiên nhanh với tốc độ lớn hơn 1%/s.

Tần số được đảm bảo bằng cách điều khiển cân bằng công suất tác dụng chung trong toàn hệ thống điện, thực hiện trong các nhà máy điện.

2. Chất lượng điện áp

Chất lượng điện áp gồm 4 chỉ tiêu cơ bản:

a) Độ lệch điện áp so với điện áp định mức của lưới điện

$$\delta U = \frac{U - U_{dm}}{U_{dm}} 100 \quad [\%] \quad (7.1)$$

U là điện áp thực tế trên cực các thiết bị dùng điện. δU phải thoả mãn điều kiện:

$$\delta U^- \leq \delta U \leq \delta U^+ \quad (7.2)$$

δU^- , δU^+ là giới hạn dưới và trên của độ lệch điện áp.

Nguyên nhân gây ra độ lệch điện áp: tổn thất điện áp trên lưới điện, sự biến đổi theo thời gian của phụ tải điện.

Điện áp ảnh hưởng đến công tác của thiết bị dùng điện:

Khi điện áp quá cao làm tăng dòng điện trong thiết bị dùng điện, tăng độ phát nóng làm già hoá cách điện, dẫn đến giảm tuổi thọ của thiết bị dùng điện và cả thiết bị của lưới điện.

Còn khi điện áp thấp quá làm cho các thiết bị dùng điện giảm công suất nhất là đèn điện. Điện áp thấp cũng gây ra phát nóng phụ cho thiết bị dùng điện quay, làm giảm tuổi thọ và năng suất công tác, làm hỏng sản phẩm... nếu thấp quá nhiều thiết bị dùng điện không làm việc được.

Đèn điện là thiết bị nhạy cảm nhất với sự biến thiên điện áp, dễ cháy khi điện áp cao và giảm độ sáng khi điện áp thấp.

Độ lệch điện áp là tiêu chuẩn điện áp quan trọng nhất ảnh hưởng lớn đến giá thành HTĐ.

Giới hạn cho phép của độ lệch điện áp được quy định ở Việt Nam là $\pm 5\%$ so với điện áp định mức. Ở các vùng nông thôn cho phép $+5\%$ hoặc -10% .

Các thiết bị điều chỉnh điện áp trên lưới điện nhằm đảm bảo độ lệch điện áp trong giới hạn cho phép.

b) Độ dao động điện áp

Sự biến thiên nhanh của điện áp được cho bởi công thức:

$$\Delta V = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{dm}} 100 \quad [\%] \quad (7.3)$$

Tốc độ biến thiên từ U_{max} đến U_{min} không nhỏ hơn $1\%/s$

Nguyên nhân gây ra dao động điện áp là: khởi động của các động cơ, chế độ làm việc của một số thiết bị công nghệ, đóng cắt tụ bù...

Dao động điện áp gây dao động ánh sáng làm hại mắt người lao động, gây nhiễu radio, TV và các thiết bị điện tử...

Dao động điện áp cho phép trên cực các thiết bị chiếu sáng:

$$\Delta V \leq 1 + 6/n \quad (7.4)$$

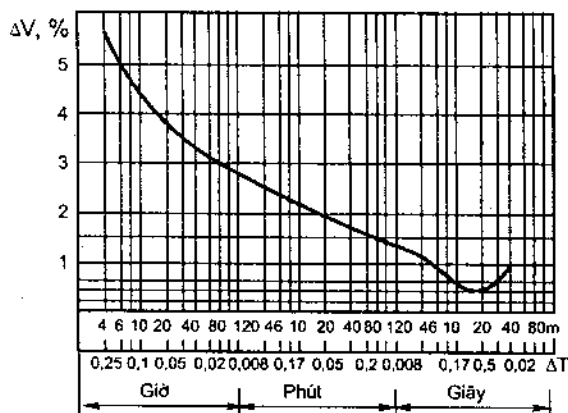
n là số dao động trong 1 giờ.

Theo tiêu chuẩn này nếu 1 giờ có 1 dao động thì biên độ được phép là 7% .

Đối với các thiết bị có sự biến đổi đột ngột công suất trong vận hành chỉ cho phép ΔV đến 1,5%.

Còn đối với các phụ tải khác không được chuẩn hoá, nhưng nếu ΔV lớn hơn 15% sẽ dẫn đến hoạt động sai của khởi động từ, và các thiết bị điều khiển.

Tiêu chuẩn dao động điện áp còn được cho dưới dạng đồ thị như trên hình 7.2.



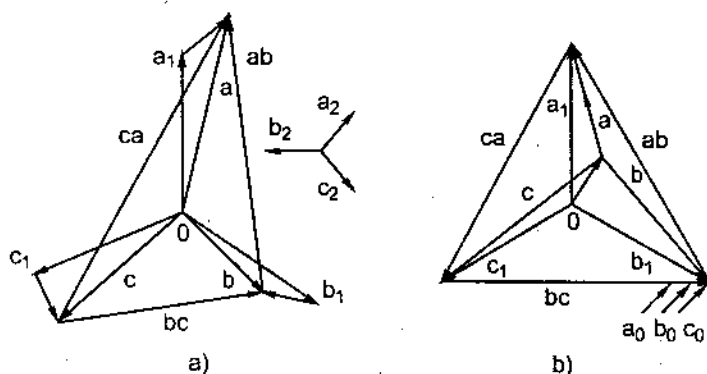
Hình 7.2

ΔT là khoảng thời gian giữa 2 lần dao động kế tiếp; m là số dao động trong 1 giờ.

Biện pháp giảm độ dao động là thiết kế lưới điện đúng, tính đến các dao động điện áp có thể, hạn chế biên độ của các dao động điện áp dưới mức cho phép.

c) Độ không đối xứng

Phụ tải các pha không đối xứng dẫn đến điện áp các pha không đối xứng, sự không đối xứng này được đặc trưng bởi thành phần thứ tự nghịch U_2 và thứ tự không U_0 của điện áp. Trên hình 7.3a cho thấy thành phần thứ tự nghịch làm cho điện áp dây và pha đều không đối xứng, thành phần thứ tự không làm cho điện áp pha không đối xứng còn điện áp dây vẫn đối xứng (hình 7.3b).



Hình 7.3

Điện áp không đối xứng làm giảm hiệu quả công tác và tuổi thọ của thiết bị dùng điện, giảm khả năng tải của lưới điện và tăng tổn thất điện năng.

Tiêu chuẩn quy định trên lưới sinh hoạt U_2 không được vượt quá giá trị làm cho điện áp thực trên cực thiết bị dùng điện thấp hơn giá trị cho phép. Trên cực thiết bị dùng điện 3 pha đối xứng U_2 và U_0 không được vượt quá 2% U_{dd} . Trên cực các động cơ không đồng bộ U_2 cho phép được xác định riêng theo điều kiện phát nóng và có thể lớn hơn 2%.

Biện pháp khắc phục hiện tượng không đối xứng của điện áp là các thiết bị cân bằng điện áp.

d) Độ không sin

Các thiết bị dùng điện có đặc tính phi tuyến như: bộ chỉnh lưu, tiristor... làm biến dạng đường đồ thị dòng điện dẫn đến biến dạng đồ thị điện áp, khiến nó không còn là hình sin nữa, xuất hiện các sóng hài bậc cao U_p, I_p . Các sóng hài bậc cao này góp phần làm giảm điện áp trên đèn điện và thiết bị sinh nhiệt, làm tăng thêm tổn thất sắt từ trong động cơ, tổn thất điện môi trong cách điện, tăng tổn thất trong lưới điện và thiết bị dùng điện, giảm chỉ tiêu kinh tế – kỹ thuật của hệ thống cung cấp điện, gây nhiễu radio, TV và các thiết bị điện tử, điều khiển khác...

Tiêu chuẩn quy định:

$$U_{\Sigma} = \sqrt{\sum_{j=3,5,7,\dots} U_j^2} \leq 5\% U_1 \quad (7.5)$$

U_1 : trị hiệu dụng của sóng hài bậc nhất của điện áp.

Biện pháp khắc phục là dùng các thiết bị lọc sóng bậc cao.

Trong các tiêu chuẩn chất lượng điện áp trên đây, độ lệch điện áp so với điện áp định mức là tiêu chuẩn cơ bản. Điều chỉnh độ lệch điện áp là công việc khó khăn nhất, tốn kém nhất, được thực hiện đồng bộ trên toàn hệ thống điện. Các tiêu chuẩn còn lại có tính địa phương và được điều chỉnh cục bộ ở xí nghiệp...

Chất lượng điện áp được đảm bảo nhờ các biện pháp điều chỉnh điện áp trong lưới điện truyền tải và phân phối. Các biện pháp điều chỉnh điện áp và thiết bị cần thiết để thực hiện được chọn lựa trong quy hoạch và thiết kế lưới điện và được hoàn thiện thường xuyên trong vận hành, các tác động điều khiển được thực hiện trong vận hành gồm có các tác động dưới tải và ngoài tải. Điều khiển dưới tải được thực hiện tự động hoặc bằng tay từ xa hoặc tại chỗ.

7.2.2. Mục đích và phương thức điều chỉnh điện áp

1. Mục đích điều chỉnh điện áp

Mục đích điều chỉnh điện áp là:

- a) Đảm bảo độ lệch điện áp trên cực thiết bị dùng điện trong tiêu chuẩn
- b) Giảm tổn thất điện năng

Tổn thất công suất và tổn thất điện năng phụ thuộc mạnh vào điện áp.

Ta có công thức tính tổn thất công suất:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

Nếu như P và Q biến thiên nhỏ thì ΔP tỷ lệ nghịch với bình phương điện áp trong lưới điện cao áp, nếu điện áp vận hành càng cao thì tổn thất càng nhỏ.

Ở lưới điện trung, hạ áp mức giảm ΔP còn phụ thuộc vào sự biến thiên của công suất thực dùng theo điện áp, nhiều trường hợp điện áp thấp có lợi hơn. Ở lưới điện 500kV còn phải xét đến tổn thất vắng quang, tổn thất này tỷ lệ thuận với điện áp, khi thời tiết tốt tổn thất vắng quang nhỏ thì điện áp cao có lợi, nhưng khi thời tiết xấu điện áp thấp có lợi hơn.

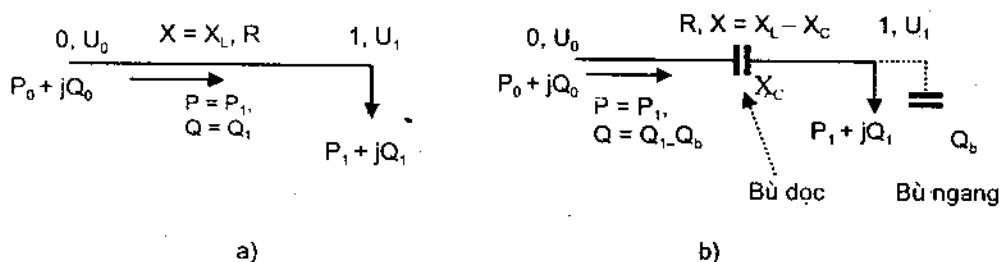
c) Đảm bảo an toàn cho lưới điện và hệ thống điện

Thiết bị phân phối điện: máy biến áp, thiết bị đóng cắt, sứ cách điện... trong chế độ làm việc bình thường chỉ có thể chịu được điện áp max khoảng từ 5 đến 10% điện áp định mức. Do đó phải điều chỉnh điện áp sao cho không vượt quá giới hạn cho phép.

Đối với nút tải lớn và hệ thống điện, điện áp ảnh hưởng đến ổn định điện áp và ổn định tĩnh nên cũng phải chú ý khi điều chỉnh điện áp.

2. Phương thức điều chỉnh điện áp

Xét lưới điện trên hình 7.4.



Hình 7.4

Điều chỉnh điện áp ở đây là điều chỉnh modul của điện áp. Như đã phân tích ở chương 3, modul điện áp chủ yếu do thành phần dọc trục của điện áp quyết định.

Điện áp U_1 tại nút 1 khi biết điện áp U_0 tại nút nguồn 0, bỏ qua tổn thất công suất trên đường dây là:

$$U_1 = U_0 - \frac{PR + QX}{U_0} \quad (7.6a)$$

Ta thấy điện áp nút 1 phụ thuộc vào:

- Điện áp nguồn U_0 ;
- Dòng công suất phản kháng Q và tác dụng P trên lưới điện;
- Điện trở R và cảm kháng X của lưới điện.

Như vậy muốn điều chỉnh điện áp tại nút 1 ta có thể tác động vào 3 thành phần:

- * Điện áp nút nguồn U_0 .
- * Dòng công suất phản kháng Q và công suất tác dụng P .
- * Điện trở R và cảm kháng X của lưới điện.

Trên lưới điện cao và siêu cao áp: điện trở nhỏ hơn nhiều so với điện kháng do đó có thể viết lại phương trình trên:

$$U_1 = U_0 - \frac{QX}{U_0} \quad (7.6b)$$

Ta thấy điện áp trên các nút hệ thống chỉ phụ thuộc vào dòng công suất phản kháng Q .

Ở lưới điện điện áp thấp hơn, điện áp phụ thuộc cả vào dòng công suất tác dụng. Tuy nhiên có thể thấy ngay là không thể điều chỉnh dòng công suất tác dụng vì đó là công suất yêu cầu của phụ tải.

Điện trở của lưới điện trung, hạ áp có ảnh hưởng đến điện áp nên có thể chọn tiết diện dây để bảo đảm điện áp, còn trên lưới điện cao và siêu cao áp điện trở ít ảnh hưởng đến điện áp do dùng dây tiết diện lớn, nên không chọn tiết diện theo tổn thất điện áp mà chọn theo điều kiện kinh tế.

Như vậy điều chỉnh điện áp phải dựa chủ yếu vào điều chỉnh dòng công suất phản kháng hay chính xác hơn là điều chỉnh cân bằng công suất phản kháng trong lưới điện và cảm kháng X .

Nếu nguồn điện là máy phát điện thì điện áp trên cực của nó được điều chỉnh bằng cách điều chỉnh dòng điện kích thích (gọi tắt là điều chỉnh kích từ).

Nếu nguồn là máy biến áp trung gian thì điều chỉnh bằng cách điều chỉnh đầu phân áp. Điều chỉnh đầu phân áp là điều chỉnh dòng công suất phản kháng, muốn điều chỉnh thành công thì lưới điện phải có đủ nguồn công suất phản kháng.

Dòng công suất phản kháng Q trên lưới điện được điều chỉnh bằng cách đặt tụ bù (bù ngang – hình 7.4b) tại nút tải làm giảm dòng công suất phản kháng lấy từ nguồn:

$$Q = Q_1 - Q_b$$

Còn điện trở và cảm kháng thì được chọn trước theo điều kiện điện áp, đối với cảm kháng X nếu quá lớn có thể dùng tụ bù dọc (hình 7.4b) để giảm bớt:

$$X = X_L - X_C$$

X_L : cảm kháng của đường dây điện

X_C : dung kháng của tụ điện.

Điều chỉnh điện áp trên lưới điện có thể thực hiện dưới tải trong khi lưới điện đang làm việc hoặc điều chỉnh ngoài tải: dùng công tác của lưới điện để điều chỉnh. Nếu việc điều chỉnh phải thực hiện nhiều lần trong ngày thì phải điều chỉnh dưới tải, nếu trong 1 năm mới cần điều chỉnh một vài lần thì nên điều chỉnh ngoài tải vì lý do kinh tế. Trong thực tế việc điều chỉnh được kết hợp giữa 3 hình thức:

- Điều chỉnh tự động theo thời gian thực: nhằm đáp ứng tức thời các biến thiên nhanh của điện áp bảo đảm an toàn cho hệ thống điện. Đó là điều chỉnh kích từ ở máy phát, điều chỉnh đầu phân áp tự động ở các máy biến áp trung gian, điều chỉnh ở máy bù tĩnh SVC.

- Điều chỉnh dưới tải bằng tay: điều chỉnh đầu phân áp ở máy biến áp trung gian, tụ bù.

- Điều chỉnh ngoài tải: điều chỉnh đầu phân áp ở máy biến áp phân phối, máy biến áp trung gian, tụ bù ngang, tụ bù dọc.

Nếu lưới điện có đường dây 500kV thì còn phải dùng thêm kháng bù ngang để điều chỉnh điện áp cho đường dây này.

3. Phân cấp điều chỉnh điện áp

Điều chỉnh điện áp trong lưới điện được phân chia làm 2 cấp:

a) Cấp hệ thống điện

Mục đích điều chỉnh điện áp của cấp này là:

- Giữ điện áp ở đầu vào các trạm trung gian trong các chế độ vận hành sao cho việc điều chỉnh điện áp ở cấp lưới phân phối được thuận lợi.

- Giảm tổn thất điện năng.

- Đảm bảo an toàn cho hệ thống điện và lưới điện.

b) Điều chỉnh điện áp ở lưới phân phối

Mục đích:

- Đảm bảo chất lượng điện áp cho phụ tải.

- An toàn cho lưới điện.

- Giảm tổn thất điện năng.

7.2.3. Điều chỉnh điện áp trên lưới hệ thống và truyền tải

Trên lưới điện hệ thống và truyền tải có các thiết bị điều chỉnh điện áp:

- Máy phát điện.

- Tự bù cố định và tự bù điều khiển đơn giản theo bậc.
- Máy bù tĩnh SVC.
- Kháng bù.
- Máy biến áp điều áp ngoài tải và dưới tải.

Các thiết bị này được chọn về công suất, vị trí và cách thức điều khiển theo tiêu chuẩn tối ưu: đảm bảo điều chỉnh điện áp hiệu quả và có giá thành rẻ nhất.

Quá trình điều chỉnh được chia làm 3 giai đoạn:

– Điều chỉnh cấp 1: do các thiết bị tự động thực hiện tức thời: điều chỉnh kích từ, SVC... nhằm đảm bảo mức điện áp an toàn cho hệ thống trong mọi tình huống.

– Điều chỉnh cấp 2: điều chỉnh chậm hơn bằng tay hoặc tự động nhằm đưa điện áp về mức yêu cầu, các điều độ viên tiến hành điều chỉnh bằng tay, từ xa hoặc tại chỗ các đầu phân áp của các máy biến áp, đóng cắt tự bù... sao cho điện áp ở các nút kiểm tra trên lưới hệ thống đạt được giá trị yêu cầu.

– Điều chỉnh cấp 3: điều chỉnh để giảm tổn thất điện năng, điều chỉnh này thực hiện cho các chế độ xác lập kéo dài, nâng điện áp lên mức trần để giảm tổn thất điện năng. Riêng đường dây 500kV phải tính đến tổn thất văng quang khi điều chỉnh điện áp, nếu trời xấu nên giữ điện áp thấp để giảm tổn thất văng quang vì tổn thất này khi thời tiết xấu rất lớn.

7.2.4. Điều chỉnh điện áp trong lưới phân phối

1. Độ lệch điện áp trên cực thiết bị dùng điện

Mục đích của điều chỉnh điện áp trong LPP là đảm bảo chất lượng điện năng cho phụ tải điện, trước hết là độ lệch điện áp so với định mức trên cực các thiết bị dùng điện. Độ lệch điện áp là tiêu chuẩn chung, quan trọng nhất cho mọi phụ tải điện, được điều chỉnh chung cho mọi lưới phân phối điện. Còn các tiêu chuẩn khác là độ dao động, độ không đối xứng và độ không sin có tính cục bộ được hạn chế đến mức cho phép nhờ các biện pháp điều chỉnh cục bộ ở những nơi cần thiết.

Độ lệch điện áp so với điện áp định mức được tính như sau:

$$\delta U = \frac{U - U_{dm}}{U_{dm}} 100 [\%] \quad (7.7)$$

U là điện áp thực tế trên thiết bị dùng điện.

Tiêu chuẩn chất lượng điện áp (CLĐA) quy định: Độ lệch điện áp trên cực thiết bị dùng điện không được vượt ra ngoài phạm vi cho phép:

$$\delta U^- \leq \delta U \leq \delta U^+ \quad (7.8)$$

δU^- , δU^+ được quy định bởi tiêu chuẩn CLĐA. Thường $\delta U^- = -5\%$, $\delta U^+ = 5\%$.

2. Đánh giá chất lượng điện áp trong lưới hạ áp

LPP – HA cấp điện cho đại bộ phận thiết bị dùng điện. Trong LPP hạ áp chỗ nào cũng có thể đấu thiết bị dùng điện, do đó trong toàn LPP hạ áp và trong mọi thời gian điện áp phải thoả mãn tiêu chuẩn:

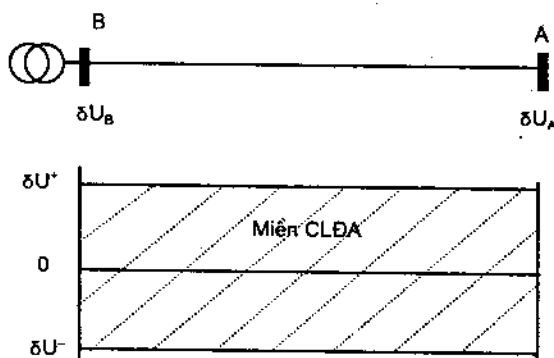
$$\delta U^- \leq \delta U_{xt} \leq \delta U^+ \quad (7.9)$$

x – địa điểm; t – thời gian.

Tuy nhiên ta biết rằng có 2 vị trí và 2 thời điểm mà ở đó nếu CLĐA được đảm bảo thì cũng sẽ được đảm bảo trong mọi địa điểm và thời gian còn lại. Đó là điểm đầu (điểm B) và điểm cuối lưới hạ áp (điểm A, là điểm có điện áp thấp nhất) (hình 7.5) trong 2 chế độ phụ tải max và min. Phối hợp các điều kiện trên ta viết được 4 tiêu chuẩn, trong đó quy ước số 1 chỉ chế độ max, số 2 chỉ chế độ min:

$$\begin{aligned} \delta U^- &\leq \delta U_{A1} \leq \delta U^+ \\ \delta U^- &\leq \delta U_{A2} \leq \delta U^+ \\ \delta U^- &\leq \delta U_{B1} \leq \delta U^+ \\ \delta U^- &\leq \delta U_{B2} \leq \delta U^+ \end{aligned} \quad (7.10)$$

Thể hiện trên đồ thị ta thấy độ lệch điện áp phải luôn nằm trong vùng gạch chéo trên hình 7.5 gọi là miền chất lượng.



Hình 7.5

Nếu sử dụng tiêu chuẩn (7.10) thì phải đo đặc điện áp ở cả 2 điểm A và B trong 2 chế độ max và min. Trong đó điểm A rất khó xác định, mặt khác nhiều khi chỉ cần đánh giá kỹ thuật lưới phân phối trung áp. Do đó ta có thể quy đổi về đánh giá chất lượng điện áp chỉ ở điểm B là điểm đầu của lưới phân phối hạ áp cũng là thanh cái hạ áp của trạm phân phối.

Ta biết:

$$\begin{aligned} \delta U_{A1} &= \delta U_{B1} - \Delta U_{H1} \\ \delta U_{A2} &= \delta U_{B2} - \Delta U_{H2} \end{aligned} \quad (7.11)$$

ΔU_H là tổn thất điện áp trên lưới hạ áp.

Thay vào (7.10): $\delta U^- \leq \delta U_{B1} - \Delta U_{H1} \leq \delta U^+$

$$\delta U^- \leq \delta U_{B2} - \Delta U_{H2} \leq \delta U^+$$

$$\delta U^- \leq \delta U_{B1} \leq \delta U^+$$

$$\delta U^- \leq \delta U_{B2} \leq \delta U^+$$

Hai bất phương trình trên là tiêu chuẩn đánh giá chất lượng điện áp ở điểm A quy về B, 2 bất phương trình sau là tiêu chuẩn đánh giá chất lượng điện áp ở chính điểm B.

Chuyển ΔU_{H1} và ΔU_{H2} ở 2 bất phương trình đầu sang hai vế:

$$\delta U^- + \Delta U_{H1} \leq \delta U_{B1} \leq \delta U^+ + \Delta U_{H1}$$

$$\delta U^- + \Delta U_{H2} \leq \delta U_{B2} \leq \delta U^+ + \Delta U_{H2}$$

$$\delta U^- \leq \delta U_{B1} \leq \delta U^+$$

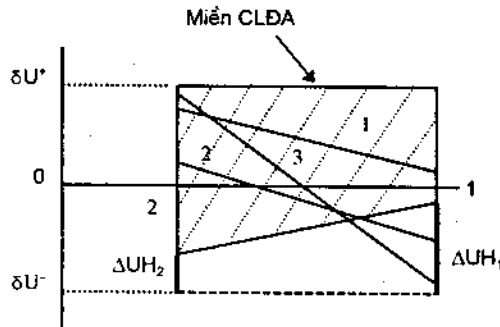
$$\delta U^- \leq \delta U_{B2} \leq \delta U^+$$

Ta nhận thấy nếu 2 bất phương trình trên thoả mãn về trái thì 2 phương trình sau cũng thoả mãn, còn nếu 2 phương trình sau thoả mãn về phải thì 2 phương trình trên cũng thoả mãn do đó tiêu chuẩn chất lượng điện áp chỉ còn là:

$$\delta U^- + \Delta U_{H1} \leq \delta U_{B1} \leq \delta U^+$$

$$\delta U^- + \Delta U_{H2} \leq \delta U_{B2} \leq \delta U^+ \quad (7.12)$$

Hình 7.6 là đồ thị biểu diễn tiêu chuẩn (7.12), chế độ max ứng với công suất max P_{max} còn chế độ min ứng với công suất min P_{min} của phụ tải.



Hình 7.6

Tiêu chuẩn này được áp dụng như sau: Cho biết ΔU_{H1} ví dụ = 5% theo tiêu chuẩn tổn thất điện áp trong LPP hạ áp. Biết P_{max} , P_{min} ta tính được $\Delta U_{H2} = (P_{min}/P_{max})\Delta U_{H1}$, sau đó lập đồ thị đánh giá CLĐA như trên hình 7.6.

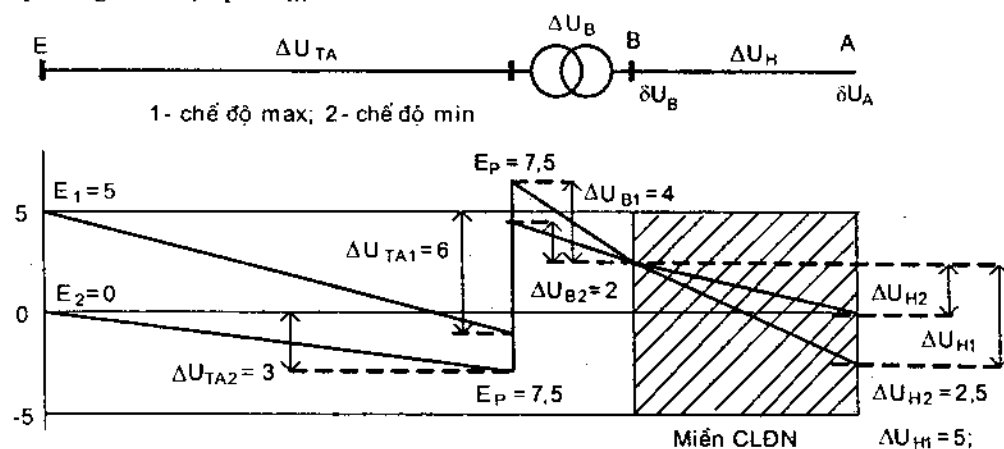
Sau đó đo điện áp trên thanh cái trạm phân phối trong chế độ max và min tính U_{B1} và U_{B2} . Đặt 2 điểm này vào đồ thị rồi nối chúng bằng 1 đường thẳng, đó là đường điện áp thực tế. Nếu đường này nằm gọn trong miền chất lượng thì

CLĐA của LPP là tốt (đường 1). Nếu có phần nằm ngoài miền CLĐA như đường 2 và 3 thì CLĐA là không đạt yêu cầu. Tùy theo vị trí của đường điện áp mà có thể rút ra cách thức điều chỉnh. Ví dụ: đường 2 không đạt yêu cầu nhưng có thể cải thiện bằng cách thay đổi đầu phân áp cố định của MBA phân phối, cụ thể là dùng đầu phân áp cao hơn, đường điện áp sẽ tịnh tiến lên phía trên và đi vào miền CLĐA. Trong trường hợp đường 3 thì không thể thay đổi đầu phân áp cố định để cải thiện được, vì nếu chế độ max được cải thiện thì chế độ min sẽ bị hỏng. Trong trường hợp này chỉ có thể dùng biện pháp xoay ngang đường điện áp bằng cách điều áp dưới tải ở trạm trung gian, hoặc dùng tụ bù có điều chỉnh.

3. Diễn biến điện áp trong lưới điện

Xét lưới phân phối trên hình 7.7.

Ở chế độ max, nhờ điều áp dưới tải ở trạm TG, điện áp đầu nguồn đạt độ lệch E_1 . Tổn thất điện áp ΔU_{TA1} làm điện áp trên thanh cái trung áp của trạm PP giảm xuống (đường 1), nhưng nhờ có đầu phân áp cố định ở MBA PP nên điện áp tăng lên thêm E_p ; ở đầu ra của MBA PP, điện áp lại tụt xuống do tổn thất điện áp trong MBA PP ΔU_{B1} ; ở điểm A cuối LPP hạ áp, điện áp xuống thấp nữa do tổn thất điện áp trong lưới hạ áp ΔU_{H1} .



Hình 7.7

Ở chế độ min cũng tương tự (đường 2). Độ tăng áp E_p do đặt đầu phân áp cố định giữ nguyên giá trị cho chế độ min.

Nếu đường điện áp trong lưới hạ áp nằm gọn trong miền CLĐA (miền gạch chéo) thì CLĐA của lưới là tốt, ngược lại là không tốt, cần phải thực hiện các biện pháp điều chỉnh.

Từ sơ đồ có thể lập các biểu thức tính toán:

$$\delta U_{B1} = E_1 - \Delta U_{TA1} + E_p - \Delta U_{B1}$$

$$\begin{aligned}\delta U_{B2} &= E_2 - \Delta U_{TA2} + E_p - \Delta U_{B2} \\ \delta U_{A1} &= U_{B1} - \Delta U_{H1} \\ \delta U_{A2} &= U_{B2} - \Delta U_{H2}\end{aligned}\quad (7.13)$$

4. Phương thức điều chỉnh điện áp trong LPP

a) Phương thức chung

Trong các công thức (7.13) ta nhận thấy chỉ có tổn thất điện áp trong máy biến áp phân phối là không thể thay đổi được, còn tất cả các thành phần khác đều có thể thay đổi để điều chỉnh chất lượng điện áp.

Các biện pháp điều chỉnh điện áp là:

1. Điều chỉnh điện áp đầu nguồn E_1 và E_2 bằng cách điều áp dưới tải tự động hoặc bằng tay ở MBA trung gian. Trong một số trường hợp cũng có thể đặt đầu phân áp cố định ở các trạm này nhưng nói chung là phải dùng máy biến áp có điều áp dưới tải.

2. Đặt đúng đầu phân áp cố định của máy biến áp phân phối để đạt được độ tăng thêm điện áp E_p .

3. Lựa chọn đúng dây dẫn để điều chỉnh tổn thất điện áp trên lưới phân phối trung và hạ áp. ΔU trên lưới trung áp và hạ áp phải nhỏ hơn tổn thất điện áp cho phép tương ứng ΔU_{TACP} , ΔU_{HACP} .

Đó là 3 biện pháp chính được sử dụng phối hợp để điều chỉnh điện áp.

Trong số ít trường hợp riêng mà các biện pháp này vẫn không đủ hiệu quả thì có thể dùng các biện pháp phụ thêm là:

4. Bù công suất phản kháng ở phụ tải.
5. Bù dọc trên đường dây trung áp.
6. Dùng các máy điều chỉnh điện áp.

b) Tiêu chuẩn điều chỉnh điện áp

Độ tăng điện áp E_1 , E_2 có 2 loại điều chỉnh:

– Điều chỉnh khác thường: giữ điện áp ở đầu nguồn lưới phân phối trung áp (thanh cái hạ áp của trạm trung gian...) ở chế độ max: $E_1 = 5\%$, ở chế độ min $E_2 = 0\%$. Trong tính toán, chọn giá trị gần nhất có thể theo đầu phân áp thực của của máy biến áp.

Điều chỉnh này dùng cho phụ tải sinh hoạt, phụ tải đô thị, nông thôn có độ chênh lệch phụ tải max/phụ tải min cao. Thời gian của các chế độ xác định theo điều kiện cụ thể của lưới điện.

– Điều chỉnh thường: giữ điện áp ở đầu ra trạm trung gian trong chế độ max và min bằng nhau, giá trị cụ thể tùy thuộc kết cấu lưới điện và đồ thị phụ tải, trong các khoảng thời gian khác nhau giá trị này có thể khác nhau. Điều chỉnh

này dùng cho lưới điện công nghiệp cấp điện cho phụ tải cỡ đô thị gần bằng phẳng.

c) *Tổn thất điện áp trên lưới điện phải bằng hoặc nhỏ hơn giá trị cho phép, đã trình bày trong chương 6.*

d) *Đầu phân áp của máy biến áp phân phối được chọn theo sơ đồ lưới điện và 2 tiêu chuẩn trên.*

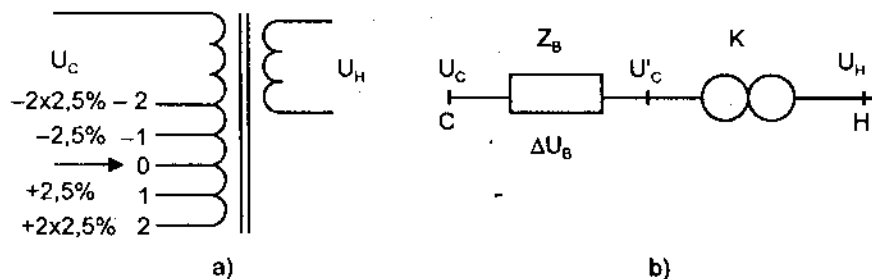
5. Điều chỉnh điện áp ở máy biến áp trung gian

Tất cả các máy biến áp điện lực đều có bộ phận điều chỉnh điện áp, có 2 loại điều chỉnh điện áp có thể là:

- Điều chỉnh ngoài tải, khi điều chỉnh phải cắt tải, điều chỉnh một số lần trong năm.
- Điều chỉnh dưới tải bằng tay hoặc tự động.

a) Máy biến áp điều áp ngoài tải

Máy biến áp điều áp ngoài tải có 5 đầu phân áp cố định như trên hình 7.8.a.



Hình 7.8

Các đầu phân áp được bố trí phía cao áp, đầu phân áp 0 là đầu giữa cho hệ số biến áp $K_0 = U_{Cdm}/U_{Hdm}$ trong chế độ không tải.

Khi dùng đầu phân áp n hệ số biến áp K_n tăng $n.e_0/100$ còn khi dùng đầu phân áp $-n$ hệ số biến áp giảm $n.e_0/100$ so với K_0 . e_0 là độ tăng, giảm điện áp, với máy biến áp có đầu phân áp cố định thường $e_0 = 2,5\%$.

$$K_{\pm n} = K_0(1 \pm n.2,5/100) = \frac{U_{Cdm}(1 \pm n.2,5/100)}{U_{Hdm}} = \frac{U_{pa(\pm n)}}{U_{Hdm}} \quad (7.14)$$

$$U_{pa(\pm n)} = U_{Cdm}(1 \pm n.2,5/100) \quad (7.15)$$

$U_{pa(\pm n)}$ là điện áp của đầu phân áp $\pm n$, ý nghĩa của nó là: trong chế độ không tải của máy biến áp nếu muốn có điện áp phía hạ là U_{Hdm} khi dùng đầu phân áp $\pm n$ thì phải đặt vào phía cao $U_{pa(\pm n)}$.

Giá trị của U_{Cdm} và U_{Hdm} phụ thuộc vào loại máy tăng hay giảm áp và nhà chế tạo.

Máy biến áp giảm áp có $U_{Cdm} = U_{dd}$ của lưới điện phía cao còn $U_{Hdm} = 1,05$ hoặc $1,1.U_{dd}$ của lưới điện phía hạ.

Ví dụ 7.1. Máy biến áp hạ áp 2 dây cuộn 16000kVA – 110/11 có nghĩa là $U_{Cdm} = 110\text{kV}$; $U_{Hdm} = 11\text{kV}$. Với máy biến áp này ta tính được $U_{pa}(\pm n)$:

Đầu phân áp	$U_{pa(\pm n)} = U_{Cdm}(1 \pm n.2,5/100)$
+2	115,5
+1	112,75
0	110
-1	107,25
-2	104,5

b) Máy biến áp điều áp dưới tải

Các loại máy biến áp điều chỉnh điện áp dưới tải:

– MBA nguồn thường được trang bị điều áp dưới tải (ĐADT) cho phép thay đổi đầu phân áp trong vận hành để đạt điện áp ra cần thiết. Thay đổi đầu phân áp tức là tăng hoặc giảm số vòng dây nhất định của cuộn cao áp do đó làm thay đổi hệ số biến áp.

Có 2 loại điều áp dưới tải:

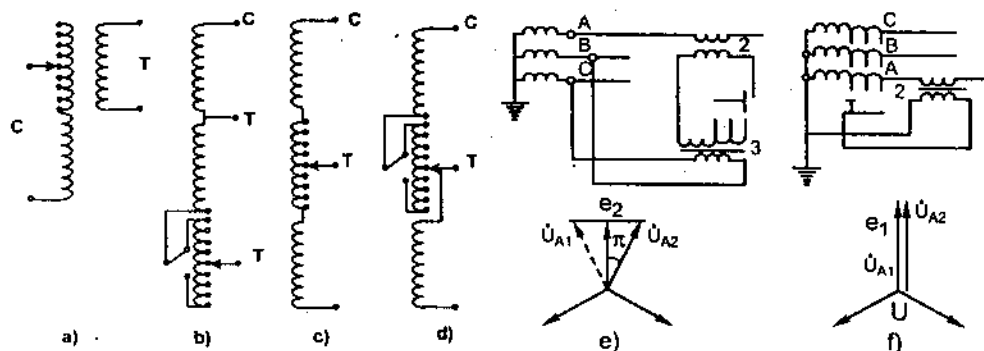
- Điều chỉnh dọc: điều chỉnh modul của điện áp;
- Điều chỉnh ngang: điều chỉnh góc pha giữa các điện áp trong lưới điện kín.

Máy biến áp điều chỉnh ngang dùng để điều chỉnh dòng công suất tác dụng trong lưới điện kín, còn máy biến áp điều chỉnh dọc điều chỉnh dòng công suất phản kháng và modul điện áp.

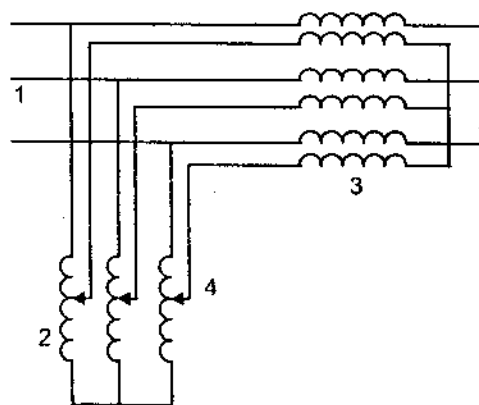
Điều chỉnh điện áp dọc và ngang có thể thực hiện nhờ máy biến áp hỗ trợ đấu vào máy biến áp chính để điều chỉnh điện áp.

Trên hình 7.9a là cách bố trí đầu phân áp ở máy biến áp dây cuộn, các đầu phân áp nằm ở phía cao áp để dòng điện nhỏ dễ dập hồ quang xảy ra khi điều chỉnh đầu phân áp. Trên hình 7.9b,c,d là cách bố trí đầu phân áp ở máy biến áp tự ngẫu. Có 3 cách bố trí: ở trung tính (h.7.9b), điều áp cuộn trung (h.7.9c), điều áp cuộn cao (h.7.9d).

Hình 7.9e là sơ đồ máy biến áp hỗ trợ điều chỉnh ngang; hình 7.9.f là sơ đồ máy biến áp hỗ trợ điều chỉnh dọc, đó là các biến áp được ghép nối vào các máy biến áp thường để điều chỉnh điện áp. Máy biến áp hỗ trợ điều chỉnh ngang có máy biến áp phụ 3 lấy điện áp phụ thêm từ pha B, C của máy biến áp lực cộng vào điện áp pha A trong máy biến áp phụ 2. Vì điện áp phụ thêm e_2 vuông góc với điện áp pha A cho nên nó làm cho điện áp này quay đi một góc α tùy theo nấc điều chỉnh được chọn. Máy biến áp hỗ trợ điều chỉnh ngang dùng trong lưới điện kín để điều chỉnh dòng công suất tác dụng.



Hình 7.9



Hình 7.10

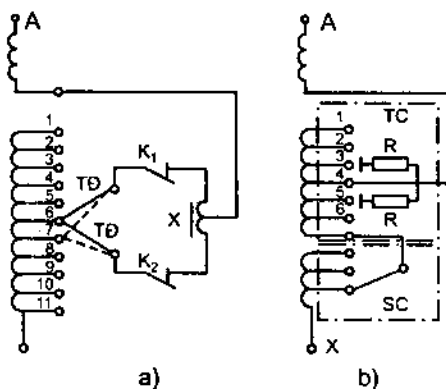
Máy điều chỉnh điện áp trên đường dây: máy này chỉ làm nhiệm vụ điều chỉnh dọc, dưới tải có thể đấu trên đường dây điện, được dùng rộng rãi trong điều chỉnh điện áp. Hình 7.10 mô tả sơ đồ máy điều chỉnh điện áp.

Máy điều chỉnh dọc 3 lấy điện áp phụ thêm trực tiếp từ cùng 1 pha với điện áp cần điều chỉnh trên MBA lực và cộng vào nó trong MBA phụ 2. Vì 2 điện áp cùng pha nên nó làm tăng hoặc giảm modul của điện áp được điều chỉnh.

c) Cấu tạo của bộ phận điều chỉnh điện áp dọc

Các vòng dây phụ để điều chỉnh bao giờ cũng đặt ở phía cao áp để đồng thao tác nhỏ, dễ dập hồ quang. Sơ đồ cho 1 pha của MBA ĐADT minh họa trên hình 7.11, có 2 loại: hạn chế dòng điện bằng cuộn cảm X (hình 7.11a) và hạn chế dòng điện bằng điện trở R (hình 7.11b). Trong sơ đồ: K_1 , K_2 là các khởi động từ, TĐ là các tiếp điểm động, TC là phần chỉnh còn SC là phần sơ chỉnh.

Máy biến áp 2 dây cuộn điều áp dưới tải có nhiều loại, ví dụ loại 19 đầu phân áp với $e_0 = 1,78\%$. Như vậy hệ số biến áp thay đổi được $\pm 9.1,78\%$. Ví dụ, máy biến áp 115/11kV:



Hình 7.11

Đầu phân áp	$U_{pa(zn)} = U_{Cdm}(1 \pm n.2,5/100)$	Đầu phân áp	$U_{pa(zn)} = U_{Cdm}(1 \pm n.2,5/100)$
9	133,4	-1	113
8	131,4	-2	110,9
7	129,3	-3	108,9
6	127,3	-4	106,8
5	125,2	-5	104,8
4	123,2	-6	102,7
3	121,1	-7	100,7
2	119,1	-8	98,6
1	117,0	-9	96,6
0	115		

d) Tính chọn đầu phân áp ở máy biến áp trung gian

Ta có thể tính được đầu phân áp cần đặt cho từng chế độ vận hành khi biết điện áp đầu vào trạm trung gian U_C và điện áp yêu cầu ở phía trung áp U_{yc} một cách gần đúng như sau:

Ta có thể tính chuyển đổi điện áp yêu cầu U_{yc} về phía cao áp:

$$U'_C = U_{yc} \cdot k_B + \Delta U_B$$

$$k_B \text{ là hệ số biến áp, } k_B = U_{pa}/U_{Tdm}$$

U_{pa} là điện áp của đầu phân áp cần lựa chọn, U_{Tdm} là điện áp định mức phía trung, thường bằng 1,1 hay 1,05 U_{dm} của lưới phân phối trung áp (ở đây dùng ký hiệu T thay cho H vì tính cụ thể cho lưới trung áp).

Giả thiết rằng điện áp này phải bằng điện áp hiện có U_C :

$$U'_C = U_{yc} \cdot U_{pa}/U_{Tdm} + \Delta U_B = U_C \text{ ta rút ra:}$$

$$U_{pa} = (U_C - \Delta U_B) \frac{U_{Tdm}}{U_{yc}} \quad (7.16)$$

Sau khi tính được U_{pa} ta chọn đầu phân áp gần nhất.

Với U_{pa} đã chọn theo công thức này và với U_C cho trước thì điện áp phía trung áp gần bằng điện áp yêu cầu U_{yc} (lớn hơn hoặc nhỏ hơn 1 chút).

Ví dụ 7.2. Chọn đầu phân áp cho máy biến áp trung gian có $S_{bđm} = 16000\text{kVA}$, có 16 đầu phân áp x 1,78%; 115/11kV.

Điện áp ra yêu cầu: $E_1 = 5\%$; $E_2 = 0\%$ tính ra $U_{ycmax} = 10,5\text{kV}$, $U_{ycmin} = 10\text{kV}$.

Chế độ max có: $U_{Cmax} = 118\text{kV}$; $\Delta U_{bmax} = 4,5\text{kV}$. Chế độ min $U_{Cmin} = 115\text{kV}$, $\Delta U_{bmin} = 2,2\text{kV}$.

Giải: Áp dụng (7.16) cho chế độ max:

$$U_{p\max} = (118 - 4,5) \frac{11}{10,5} = 118,9 \text{ kV chọn đầu tiêu chuẩn } 119,1 \text{ kV.}$$

Kiểm tra:

$$U_{T\max} = (U_{c\max} - \Delta U_{b\max}) \frac{U_{Tdm}}{U_{p\max}} = (118 - 4,5) \frac{11}{119,1} = 10,483 \text{ kV đạt yêu cầu.}$$

Cho chế độ min:

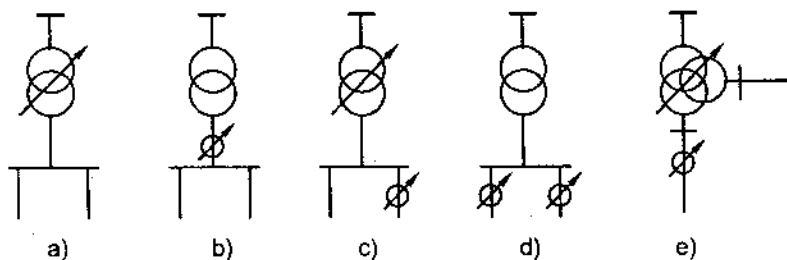
$$U_{p\min} = (115 - 2,2) \frac{11}{10} = 124,08 \text{ kV chọn đầu tiêu chuẩn } 123,2 \text{ kV}$$

$$U_{T\min} = (U_{c\min} - \Delta U_{b\min}) \frac{U_{Tdm}}{U_{p\min}} = (115 - 2,2) \frac{11}{123,2} = 10,07 \text{ kV đạt yêu cầu.}$$

e) Áp dụng MBA ĐADT trong hệ thống điện

MBA ĐADT hoặc MBA hỗ trợ cần được sử dụng ở tất cả các trạm khu vực trung gian cấp điện cho lưới trung áp. ĐADT nhằm đạt được mức điện áp nguồn yêu cầu cho LPP trung áp, mà hai giá trị tiêu biểu là độ lệch điện áp E_1 và E_2 trong chế độ max và min.

- Nếu trạm mới đặt thì dùng ngay MBA ĐADT (hình 7.12a).
- Nếu cải tạo trạm cũ thì đặt thêm MBA hỗ trợ hoặc máy điều chỉnh điện áp ở đầu ra phía trung áp (hình 7.12b).
- Nếu yêu cầu điện áp ở một xuất tuyến khác yêu cầu điện áp chung thì đặt thêm 1 máy điều chỉnh điện áp ở xuất tuyến này (hình 7.12c).
- Nếu các xuất tuyến chia thành nhóm có cùng yêu cầu điện áp thì có thể không cần đặt MBA ĐADT, mà đặt máy điều chỉnh điện áp cho từng nhóm xuất tuyến (hình 7.12d).
- MBA 3 cuộn dây: ĐADT chỉ có thể thỏa mãn yêu cầu điện áp ở một đầu ra, vậy nếu cần phải đặt thêm máy điều chỉnh điện áp cho đầu ra kia (hình 7.12e).



Hình 7.12

7.2.5. Đầu phân áp cố định ở MBA PP

Trên hình 7.13 là sơ đồ đầu phân áp (ĐPA) cố định của MBA PP và bộ chuyển đổi. Các ĐPA này chỉ có thể chuyển đổi khi MBA được cắt khỏi lưới. MBA được

chế tạo sao cho ở chế độ không tải nếu điện áp đặt vào phía cao là U_{Cdm} thì, nếu dùng ĐPA số 1 thì điện áp phía hạ đúng bằng U_{Hdm} , nếu dùng ĐPA số 2 thì $U_H = U_{Hdm}(1 + e_o/100)$, e_o là độ tăng thêm điện áp giữa 2 đầu phân áp kế tiếp tính bằng % U_{Hdm} .

Nếu dùng ĐPA số 3 thì:

$$U_H = U_{Hdm}(1 + 2 e_o/100),$$

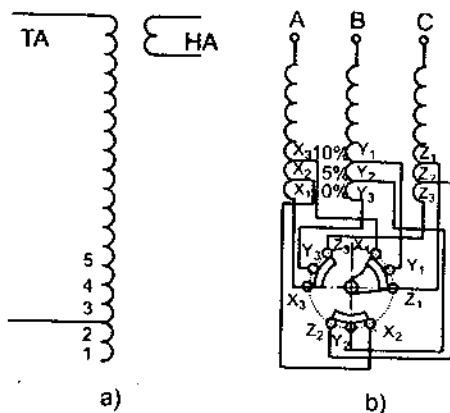
Nếu dùng ĐPA N thì:

$$U_H = U_{Hdm}(1 + (N - 1)e_o/100).$$

Như vậy độ tăng thêm điện áp E_p ứng với ĐPA N là:

$$\begin{aligned} E_p &= 100[U_H - U_{Hdm}]/U_{Hdm} = \\ &100[U_{Hdm}(1 + (N - 1)e_o/100) - U_{Hdm}]/U_{Hdm} = (N - 1)e_o [\%] \quad (7.17) \end{aligned}$$

Bảng sau đây cho E_p của MBA có 3 ĐPA với $e_o = 5\%$ và MBA có 5 ĐPA với $e_o = 2,5\%$.



Hình 7.13

3 ĐPA		5 ĐPA	
N	$E_p\%$	N	$E_p\%$
1	0	1	0
2	5	2	2,5
3	10	3	5
		4	7,5
		5	10

Đánh giá chất lượng điện áp và chuyển đổi đầu phân áp thực hiện hàng năm theo mùa, khi đồ thị phụ tải thay đổi nhiều.

7.2.6. Tính toán điều chỉnh điện áp

Tính toán điều chỉnh điện áp gồm kiểm tra CLĐA ở một trạm hạ áp nào đó, chọn đầu phân áp cố định ở MBA PP, tính các biện pháp điều chỉnh cần thiết khác.

Do đo đạc và tính toán ta biết: $E_1, E_2, \Delta U_{TA1}, \Delta U_{TA2}, \Delta U_{H1}, \Delta U_{H2}, \Delta U_{B1}, \Delta U_{B2}, P_{min}, P_{max}$.

Từ các số liệu này tính U_{B1}, U_{B2} sau đó xây dựng đồ thị CLĐA.

$$\begin{aligned} \delta U_{B1} &= E_1 - \Delta U_{TA1} + E_p - \Delta U_{B1} \\ \delta U_{B2} &= E_2 - \Delta U_{TA2} + E_p - \Delta U_{B2} \end{aligned} \quad (7.18)$$

Miền CLĐA bị chặn trên bởi δU^+ và chặn dưới bởi đường nối 2 điểm: $(\delta U^+ + \Delta U_{H2}, P_{min})$ và $(\delta U^+ + \Delta U_{H1}, P_{max})$.

Đặt điểm $(\delta U_{B2}, P_{\min})$ và $(\delta U_{B1}, P_{\max})$, nối lại ta được đường diện áp. Phân tích kết quả, rút ra kết luận về biện pháp điều chỉnh.

Ví dụ 7.3. Chọn đầu phân áp cho MBA PP có các điều kiện sau:

$$E_1 = 5\%; E_2 = 0\%; \Delta U_{TA1} = 7\%; \Delta U_{TA2} = 3\%$$

$$\Delta U_{H1} = 5\%; \Delta U_{H2} = 2\%;$$

$$\Delta U_{B1} = 4\%; \Delta U_{B2} = 2\%;$$

$$\delta U^+ = 5\%; \delta U^- = -5\%.$$

MBA có 5 ĐPA với $e_a = 2,5$

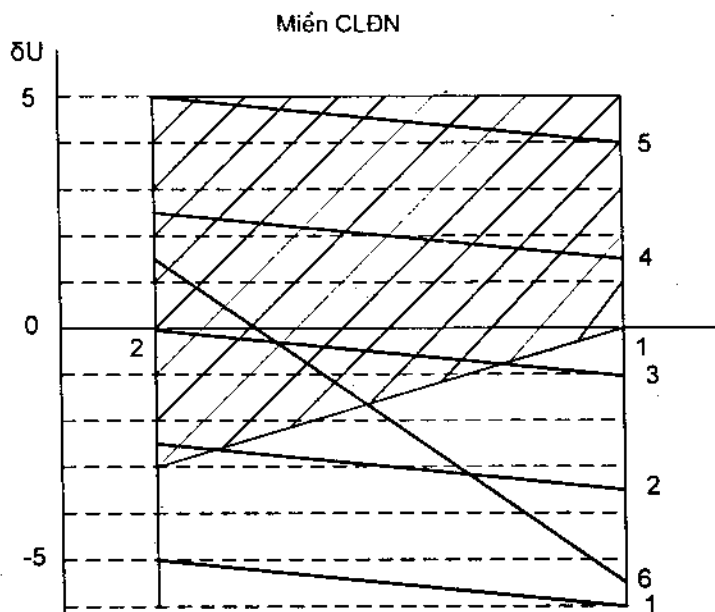
Giải: Theo (7.18): $\delta U_{B1} = 5 - 7 + E_p - 4 = E_p - 6 \%$;

$$\delta U_{B2} = 0 - 3 + E_p - 2 = E_p - 5 \%$$

$$\delta U^+ + \Delta U_{H1} = -5 + 5 = 0 \%$$

$$\delta U^- + \Delta U_{H2} = -5 + 2 = -3 \%$$

Đầu phân áp	1: $E_p = 0$;	$\delta U_{B1} = -6$;	$\delta U_{B2} = -5$.
	2: $E_p = 2,5$;	$\delta U_{B1} = -3,5$;	$\delta U_{B2} = -2,5$.
	3: $E_p = 5$;	$\delta U_{B1} = 1,0$;	$\delta U_{B2} = -0$.
	4: $E_p = 7,5$;	$\delta U_{B1} = 1,5$;	$\delta U_{B2} = 2,5$.
	5: $E_p = 10$;	$\delta U_{B1} = 4$;	$\delta U_{B2} = 5$.



Hình 7.14

Trên hình 7.14 là kết quả (đường 1 ứng với ĐPA 1...). Ta thấy ĐPA 1, 2, 3 không đạt yêu cầu vì đường điện áp có phần nằm ngoài miền chất lượng. Các ĐPA 4, 5 đạt yêu cầu. Như vậy, chọn đầu phân áp số 4 là tốt hơn cả vì đường điện áp tương ứng nằm giữa miền chất lượng.

Ví dụ 7.4. Đánh giá CLĐA của TPP có các thông số sau:

$E_1 = 4\%$; $E_2 = 5\%$; $\Delta U_{TA1} = 8\%$; $\Delta U_{TA2} = 4\%$; $\Delta U_{H1} = 6\%$; $\Delta U_{H2} = 3\%$; $\Delta U_{B1} = 4\%$; $\Delta U_{B2} = 2\%$.

MBA có 5 ĐPA với $e_n = 2,5$, đang dùng ĐPA 2 có $E_p = 2,5$.

Giải: Ta tính được: $\delta U_{B1} = 4 - 8 + 2,5 - 4 = -5,5\%$; $\delta U_{B2} = 5 - 4 + 2,5 - 2 = 1,5\%$

Đường điện áp là đường 6 trên hình 7.15. Ta thấy CLĐA không đạt yêu cầu và không thể thay đổi ĐPA để điều chỉnh được. Cách điều chỉnh duy nhất là xoay ngang đường điện áp, cụ thể là điều chỉnh E_1 sao cho $\delta U_{B1} = 0$. Ta tính được E_1 :

$$\delta U_{B1} = E_1 - 8 + 2,5 - 4 = 0 \text{ suy ra } E_1 = 7,5\%.$$

Một cách tự nhiên, nếu không điều chỉnh thì điện áp ở nguồn lúc chế độ min lớn hơn ở chế độ max ($E_2 > E_1$), như vậy không thể đảm bảo CLĐA. Muốn đảm bảo CLĐA phải điều chỉnh sao cho điện áp ở chế độ max lớn hơn ở chế độ min ($E_1 > E_2$), như vậy là phải đảo ngược xu thế tự nhiên, ta gọi cách điều chỉnh như vậy là điều chỉnh ngược. Điều chỉnh ngược chỉ có thể thực hiện nhờ điều áp dưới tải.

Để khảo sát chế độ điện áp và tính toán điều chỉnh điện áp trong lưới phân phối thực tế phải dùng MTĐT và các mô hình toán học đặc biệt.

7.2.7. Điều chỉnh điện áp bằng bù ngang và bù dọc

Trong một số trường hợp ΔU trên đường dây trung áp quá lớn thì có thể giảm bằng cách đặt tụ bù ngang hoặc bù dọc bằng tụ điện.

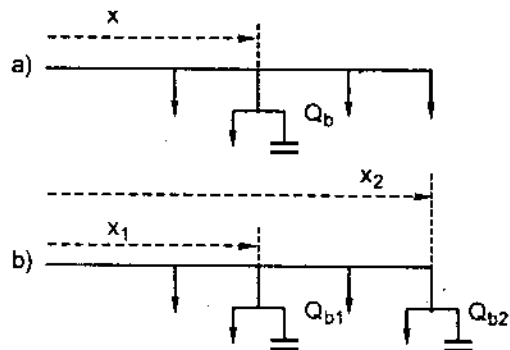
1. Bù ngang

Trước khi bù (hình 7.15a):

$$\Delta U = \frac{l}{10 \cdot U_{dm}^2} \sum (P_i R_i + Q_i X_i)$$

Σ lấy cho toàn đường dây.

Sau khi bù tổn thất điện áp giảm đi 1 lượng là:



Hình 7.15

$$\Delta U_b = (1/10 \cdot U_{dm}^2) Q_b \cdot \Sigma X_i$$

Σ lấy đến điểm đặt bù.

Sau khi bù: $\Delta U' = \Delta U - \Delta U_b$

Bản chất vấn đề không thay đổi nếu ta coi ΔU của lưới vẫn giữ nguyên nhưng đưa thêm vào đầu nguồn độ tăng thêm điện áp ΔE_k :

$$\Delta E_k = \Delta U_b = (1/10 \cdot U_{dm}^2) Q_b \cdot \Sigma X_i$$

Nếu biểu ΔE_k ta tính được Q_b , nếu đường dây cùng tiết diện:

$$Q_b = 10 \cdot U_{dm}^2 \Delta E_k / X \text{ [kVAr, kV, W]} \quad (7.19)$$

X là cảm kháng từ đầu đường dây đến điểm đặt bù.

Nếu công suất phản kháng cần bù quá lớn thì có thể chia ra nhiều điểm bù (hình 7.15b). Ta có phương trình vô định:

$$Q_{b1} \cdot X_1 + Q_{b2} \cdot X_2 = 10 \cdot U_{dm}^2 \Delta E_k / X \quad (7.20)$$

Cân nhắc 1 số phương án ta sẽ chọn được địa điểm đặt và dung lượng bù hợp lý.

Chú ý rằng bù chỉ có hiệu quả khi X của lưới điện lớn (đường dây trên không) và khi $\cos \phi$ của lưới trước khi bù thấp.

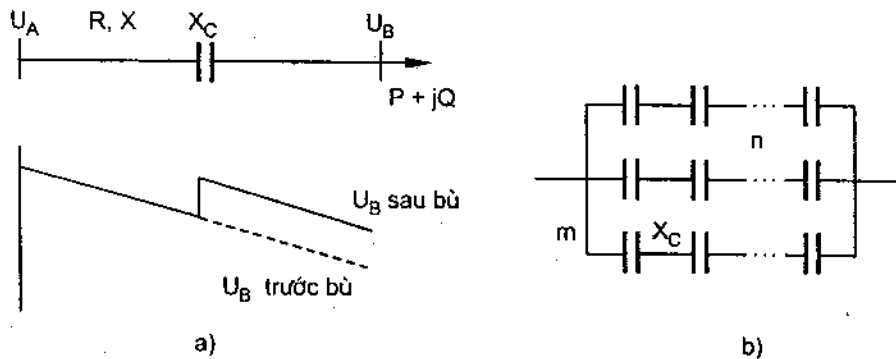
2. Bù dọc (hình 7.16)

Bù dọc là đặt tụ bù nối tiếp với đường dây, làm giảm cảm kháng của nó, do đó làm giảm ΔU .

$$\Delta U = [P \cdot R + Q \cdot (X - X_c)] / (10 \cdot U_{dm}^2)$$

Nếu biết độ tăng điện áp cần thiết ΔE_k và Q của phụ tải ta tính được X_c .

$$X_c = 10 \cdot U_{dm}^2 \cdot \Delta E_k / Q \text{ [}\Omega\text{, kV, kVAr]} \quad (7.21)$$



Hình 7.16

Biết 1 tụ điện có điện áp định mức là U_0 kV, công suất Q_0 kVAr, ta tính được cảm kháng:

$$X_{C0} = U_0^2 \cdot 1000 / Q_0 \text{ [}\Omega, \text{ kV, kVAr}\text{]}$$

Biết bộ tụ gồm m hàng, mỗi hàng n tụ bù (hình 7.16b) và biết X_C ta tính được m và n:

n phải thoả mãn điều kiện về điện áp:

$$n \cdot U_0 \geq U_l$$

U_l là điện áp thực trên tụ điện $U_l = S \cdot X_C / (1000 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{dd})$ [kV, kVA, Ω , kV]

Suy ra:

$$n \geq S \cdot X_C / (1000 \cdot \sqrt{3} \cdot U_0 \cdot U_{dd}) \quad (7.22)$$

m phải thoả mãn điều kiện về dòng điện:

$$m \cdot I_0 \geq I$$

$$I_0 = \frac{Q_0}{U_0}; I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{dd}}$$

$$m \geq \frac{I}{I_0} = \frac{S \cdot U_0}{\sqrt{3} \cdot U_{dd} \cdot Q_0} = \frac{n \cdot X_{C0}}{Q_0 \cdot X_C} \quad (7.23)$$

7.2.8. Các biện pháp giảm dao động điện áp, không đối xứng và không sin

1. Giảm dao động điện áp

Nguyên nhân dao động điện áp là:

- Khởi động các động cơ;
- Sự thay đổi đột ngột công suất của động cơ công suất lớn.

Theo tiêu chuẩn Liên Xô cũ, dao động trên đèn điện từ 1,5% đến 4% không được lớn hơn 10 lần trong 1 giờ. Nếu dao động lớn hơn 4% thì chỉ được phép 1 lần trong 1 giờ. Đối với các thiết bị có phụ tải thay đổi mạnh, cho phép dao động điện áp đến 1,5% không hạn chế số lượng.

Nếu điện áp giảm ngắn hạn đến 15% thì khởi động từ có thể không giữ được, gây cắt điện. Dòng khởi động ngắn hạn của động cơ không đồng bộ (có thành phần cảm kháng là chủ yếu) có thể gây ra trên lưới điện có cảm kháng cao (thanh dẫn, đường dây trên không) và kháng điện độ giảm áp lớn làm ảnh hưởng đến quá trình làm việc bình thường của các động cơ đang làm việc hoặc đang khởi động. Nếu điện áp giảm thấp quá thì bản thân động cơ có thể khởi động không thành công. Các máy bơm nước phục vụ tưới tiêu dễ gặp hiện tượng này.

Bảng sau đây cho khả năng gây dao động điện áp $\Delta V\%$ khi động cơ hạ áp khởi động:

CS MBA→ TA/0,4kV	25 kVA	40 kVA	63 kVA	100 kVA	160 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	1000 kVA
Công suất động cơ (kW)					b				
4,5	17	8,9	3,7	1,9	1,1				
7		13,6	5,6	2,9	1,7	0,9			
10		15,5	6,4	3,3	1,9	1,1			
14			9,9	5,1	3,0	1,7	0,9		
20			12,8	6,7	3,8	2,2	1,2		
28				10,2	5,9	3,3	1,9	1,4	
40				15,6	9,1	5,1	2,9	2,2	1,6
55					12,3	6,9	4,0	3,0	2,2
75					15,3	7,7	5,0	3,7	2,8
100						10,4	5,9	4,5	3,4

Sự dao động điện áp sẽ ảnh hưởng đến ánh sáng nếu nó đấu cùng mạng với động cơ, đó là ánh sáng chiếu cục bộ của máy công cụ. Ví dụ, nếu động cơ có công suất 28kW khởi động 12 lần /giờ thì MBA phải có công suất tối thiểu 630kVA.

Dao động điện áp trên 1 nhánh lưới điện sẽ ảnh hưởng đến điện áp nguồn và gây dao động điện áp trên các nhánh khác.

Để hạn chế dao động có thể áp dụng các biện pháp sau:

– Chọn công suất MBA phù hợp với động cơ và máy công cụ có phụ tải biến đổi nhanh.

- Giảm cảm kháng đường dây và kháng điện.
- Cung cấp điện cho phụ tải có công suất biến đổi mạnh bằng đường dây riêng.
- Hạn chế dòng khởi động và tự khởi động của động cơ.
- Dùng tự động điều chỉnh điện áp cho động cơ đồng bộ công suất lớn.
- Cho đường dây và MBA làm việc song song.
- Có thể cấp điện cho chiếu sáng bằng đường dây riêng hoặc MBA riêng.
- Nếu đường dây có cảm kháng lớn và phụ tải biến đổi mạnh thì có thể dùng tụ bù dọc.

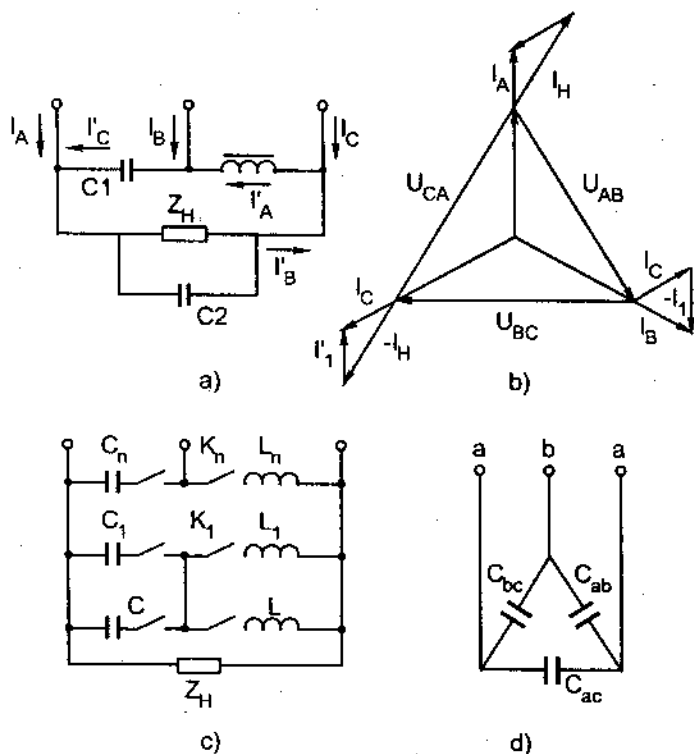
2. Giảm không đối xứng

Độ không đối xứng do phụ tải 1 pha gây ra và ảnh hưởng đến các phụ tải 3 pha như động cơ và đèn lưới điện.

Khi xảy ra không đối xứng lớn hơn cho phép thì phải dùng các thiết bị đối xứng hoá.

Thiết bị đối xứng hoá trung áp có sơ đồ như trên hình 7.17. Nếu công suất

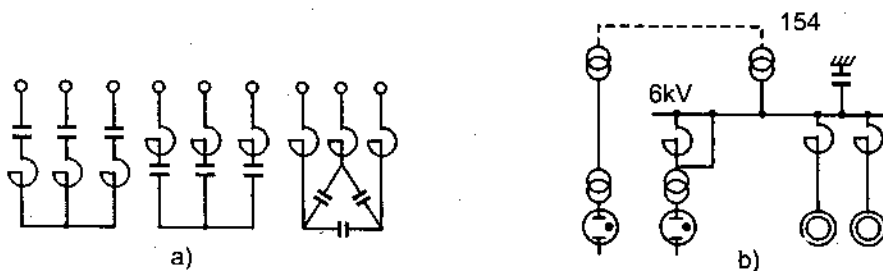
của phụ tải 1 pha lớn hơn 2% công suất ngắn mạch tại điểm đấu thì nên đặt thiết bị đối xứng hoá.



Hình 7.17

3. Giảm không sin

Nguồn gốc của độ không sin là các bộ chỉnh lưu, các hồ quang điện, làm việc của tiristor... Để hạn chế người ta dùng các bộ lọc cộng hưởng gồm tụ và kháng được chỉnh định cho từng sóng hài (hình 7.18a). Để hạn chế độ không sin, người ta làm các bộ chỉnh lưu có từ 12 pha trở lên và đấu chỉnh lưu qua MBA riêng hoặc kháng điện (hình 7.18b).



Hình 7.18

7.3. GIẢM TỔN THẤT ĐIỆN NĂNG

7.3.1. Tổn thất công suất và tổn thất điện năng

1. Phân loại tổn thất

Tổn thất gồm 2 loại:

a) Tổn thất kỹ thuật – Là tổn thất sinh ra do tính chất vật lý của quá trình tải điện, tổn thất này phụ thuộc tính chất của dây dẫn và vật liệu cách điện, điều kiện môi trường, dòng điện và điện áp.

Tổn thất kỹ thuật chia làm 2 loại:

– Tổn thất phụ thuộc dòng điện (phụ thuộc I^2): Đó là tổn thất do phát nóng trên điện trở của máy phát, máy biến áp và dây dẫn. Thành phần này là thành phần tổn thất chính trong HTĐ.

– Tổn thất phụ thuộc điện áp (U hoặc U^2) gồm có:

Tổn thất trong lõi thép của máy biến áp.

Tổn thất trong cuộn áp của công tơ điện.

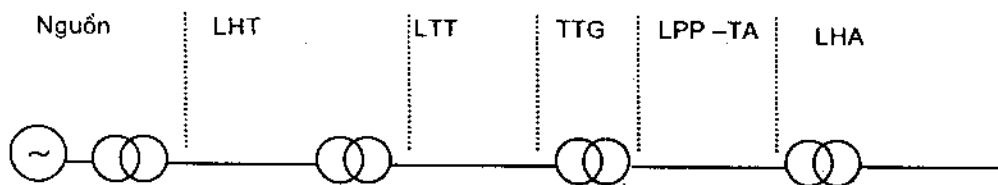
Tổn thất do rò điện (tổn thất vãng quang).

Tổn thất kỹ thuật không thể triệt tiêu được mà chỉ có thể hạn chế ở mức độ hợp lý hoặc cho phép.

b) Tổn thất kinh doanh (còn gọi là tổn thất phi kỹ thuật) – Là tổn thất trong khâu kinh doanh điện.

2. Phân bố tổn thất kỹ thuật

Hệ thống điện được phân chia theo sơ đồ sau (hình 7.19):



Hình 7.19

LHT – lưới hệ thống; LTT – lưới truyền tải; TTG – trạm trung gian; LPP-TA – lưới phân phối trung áp; LHA – lưới hạ áp;

Tổn thất công suất được phân bố như sau:

Phần tử	Mức phấn đấu		Mức cực đại cho phép	
	Riêng	Tích lũy	Riêng	Tích lũy
Nguồn điện	0.25	0.25	0.50	0.50
Lưới HT và trạm khu vực (TKV)	1.75	2.00	3.50	4.00
Lưới truyền tải (LTT)	2.00	4.00	4.00	8.00
Trạm trung gian (TTG)	0.25	4.25	0.50	8.50
Lưới phân phối trung áp (LPP- TA)	3.00	7.25	5.00	13.50
Trạm phân phối (TPP) và LPP- HA	1.00	8.25	2.00	15.50

Hệ thống điện được xem là rất tốt nếu tổn thất công suất dưới 10%, $\cos\varphi = 0,95 \div 1$, cảm kháng của MBA dưới 6%.

Các nghiên cứu về kinh tế – kỹ thuật cho thấy là khi tổn thất vượt quá 10% điện năng sản xuất ra và $\cos\varphi = 0,9 - 0,95$ thì cần có các chương trình giảm tổn thất và vốn đầu tư vào việc này sẽ thu lại nhanh.

Khi tổn thất vượt quá 15% thì nhiều khả năng là có tổn thất kinh doanh, lúc này cần tiến hành tính toán tổn thất kỹ thuật để đánh giá mức độ của tổn thất kinh doanh. Mức tổn thất cao này đe dọa sự cân bằng trong kinh doanh điện.

Trong lưới phân phối trung – hạ áp thì tổn thất điện năng chủ yếu ở các khâu:

- Trên dây dẫn lưới hạ áp.
- Trên dây dẫn lưới trung áp.
- Thành phần tổn thất không tải của máy biến áp phân phối.

3. Tính toán tổn thất kỹ thuật trong vận hành

Trong vận hành việc tính toán tổn thất điện năng rất khó khăn do không có thông số của lưới điện đang vận hành. Nếu dùng các thông số tra cứu thì không phù hợp và sai số rất lớn, không có giá trị định lượng.

Do đó, trong trường hợp cần phải xác định chính xác tổn thất điện năng trên một lưới điện cụ thể thì phải kết hợp giữa đo đạc thực tế và tính toán.

4. Các biện pháp giảm tổn thất công suất và điện năng

Các biện pháp giảm tổn thất công suất và tổn thất điện năng có thể chia làm hai nhóm:

a) Các biện pháp đòi hỏi vốn đầu tư

Gồm các biện pháp:

- Bù kinh tế trong lưới phân phối bằng tụ điện.
- Tăng tiết diện dây dẫn đường dây hiện có.

- Làm thêm đường dây mới.
 - Hoàn thiện cấu trúc lưới để có thể vận hành với tổn thất nhỏ nhất, làm thêm điểm cắt lưới, đường dây điện nối...
 - Thay thế lưới điện điện áp thấp bằng lưới điện điện áp cao hơn, ví dụ thay lưới điện 10kV bằng lưới điện 22kV.
 - San tải trong một đường dây hoặc giữa các đường dây khác nhau, có thể phải làm thêm các đoạn đường dây điện ngắn hoặc thêm trạm biến áp.
- Các biện pháp cần vốn đầu tư trước khi thực hiện phải làm luận chứng kinh tế – kỹ thuật cẩn thận, bảo đảm chắc chắn là có lợi mới thực hiện.

b) Các biện pháp không đòi hỏi vốn đầu tư

- Vận hành kinh tế trạm biến áp có nhiều máy biến áp.
- Vận hành kinh tế lưới điện trung, hạ áp nếu cấu trúc của chúng cho phép.
- Phân bố tối ưu công suất phản kháng trong hệ thống điện làm cho dòng công suất phản kháng vận chuyển hợp lý trên các đường dây cho tổn thất nhỏ nhất.
- Chọn đúng công suất máy biến áp phù hợp với yêu cầu của phụ tải, tránh hiện tượng máy biến áp quá non tải.
- Điều chỉnh đúng điện áp trong lưới điện.
- Giảm độ không đối xứng trong lưới điện hạ áp.
- Bảo quản tốt lưới điện để hạn chế rò điện (sử cách điện), kịp thời phát hiện các điểm rò điện lớn và khắc phục.

7.3.2. Bù kinh tế công suất phản kháng trong lưới phân phối

1. Bù công suất phản kháng

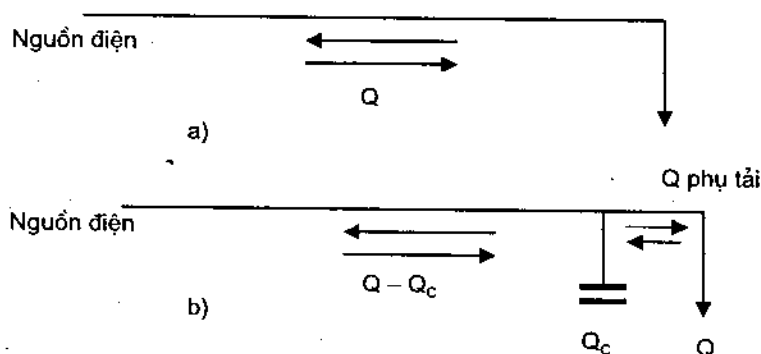
Công suất phản kháng (CSPK) do phụ tải yêu cầu mang tính cảm, để sinh ra từ trường cần thiết cho quá trình chuyển đổi điện năng. Từ trường xoay chiều cần một điện năng dao động – đó là công suất phản kháng cảm tính Q , $1/2$ chu kỳ điện năng này đi vào từ trường, $1/2$ chu kỳ tiếp theo đi ra khỏi từ trường. Nơi tạm giữa điện năng này chính là các máy phát điện.

Điện năng của từ trường dao động dưới dạng dòng điện, khi đi trên dây dẫn nó gây tổn thất điện năng và tổn thất điện áp không lợi cho lưới điện (hình 7.20a). Còn bản thân từ trường không tiêu thụ điện năng.

Muốn giảm được tổn thất điện năng và tổn thất điện áp do từ trường gây ra người ta đặt một tụ điện ngay sát từ trường hình 7.20b.

Tụ điện gây ra điện trường xoay chiều, điện trường cũng cần một điện năng dao động – công suất phản kháng dung tính Q_c , nhưng ngược về thời gian so với từ trường. Khi từ trường phát năng lượng thì điện trường nhận vào và ngược lại. Nhờ đặc tính này mà khi đặt cạnh nhau điện trường và từ trường tạo ra mạch

dao động, năng lượng của chúng truyền qua lại cho nhau, chỉ có phần thừa ra $Q - Q_c$ (dù cảm tính hay dung tính) mới đi về nguồn điện. Dòng công suất phản kháng dung tính đi về nguồn cũng gây tổn thất điện năng như công suất phản kháng cảm tính, nhưng về điện áp thì nó làm tăng điện áp ở nút tải so với nguồn (tổn thất điện áp âm). Vì thế khi đặt bù cũng phải tránh không gây quá bù ($Q_c > Q$).



Hình 7.20

2. Phương thức bù công suất phản kháng trong lưới phân phối

Bù công suất phản kháng mang lại 2 lợi ích: cải thiện điện áp và giảm tổn thất điện năng, tùy mục đích cụ thể mà chia ra 3 loại bù công suất phản kháng:

- Bù kỹ thuật để nâng cao điện áp. Do thiếu công suất phản kháng điện áp sẽ thấp. Nếu công suất phản kháng nguồn thiếu thì bù công suất phản kháng là cưỡng bức là cách duy nhất. Nếu nguồn không thiếu công suất phản kháng thì bù công suất phản kháng là một giải pháp nâng cao điện áp, cạnh tranh với các biện pháp khác như là tăng tiết diện dây, điều áp dưới tải...

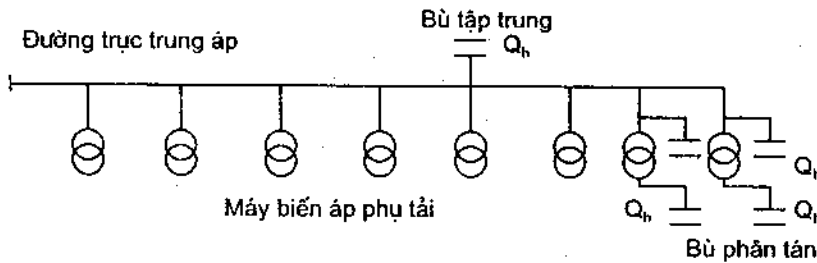
- Bù kinh tế để giảm tổn thất công suất và tổn thất điện năng.

- Trong lưới xí nghiệp phải bù cưỡng bức để đảm bảo cosφ theo yêu cầu, bù này không phải do điện áp thấp hay tổn thất điện năng cao mà do yêu cầu từ hệ thống điện. Tuy nhiên lợi ích kéo theo là nâng cao điện áp và giảm tổn thất điện năng.

Có 2 cách đặt bù kinh tế:

1. Bù tập trung ở một số điểm trên trục chính trung áp.
2. Bù phân tán ở các trạm phân phối hạ áp.

Bù theo cách 1, trên 1 trục chính chỉ đặt 1 đến 3 trạm bù (h7.22). Công suất bù có thể lớn, dễ thực hiện điều khiển các loại. Giá thành đơn vị bù rẻ vì dùng tụ trung áp và vì công suất đơn vị lớn. Việc quản lý và vận hành dễ dàng.



Hình 7.21

Bù theo cách 2 giảm được tổn thất công suất và tổn thất điện năng nhiều hơn vì bù sâu hơn. Nhưng do bù quá gần phụ tải nên nguy cơ cộng hưởng và tự kích thích ở phụ tải cao. Để giảm nguy cơ này phải hạn chế công suất bù sao cho ở chế độ min công suất bù không lớn hơn yêu cầu của phụ tải. Giá thành đơn vị bù cao hơn bù tập trung.

Trong thực tế có thể dùng kết hợp cả 2 cách.

Bù kinh tế thường áp dụng bù cố định hoặc là đóng cắt một phần hay toàn bộ. Nếu đã dùng thiết bị đóng cắt thì chi phí vốn sẽ cao và vận hành phức tạp, làm giảm hiệu quả bù kinh tế. Chỉ bù cưỡng bức ở xí nghiệp mới áp dụng tụ bù có điều khiển theo thời gian.

Hàm mục tiêu của bài toán bù là tổng đại số của các yếu tố lợi ích và chi phí đã được lượng hoá về một thứ nguyên chung là tiền. Các yếu tố không thể lượng hoá được và các tiêu chuẩn kỹ thuật thì được thể hiện bằng các ràng buộc và hạn chế.

Các lợi ích là:

- Giảm được tổn thất công suất và tổn thất điện năng.
- Cải thiện điện áp.
- Các chi phí: vốn đầu tư ban đầu, chi phí vận hành không đáng kể.

Hạn chế: nguy cơ tự kích thích ở các động cơ của phụ tải, quá điện áp, cộng hưởng với các sóng hài bậc cao của dòng điện.

Bài toán bù CSPK trong LPP là bài toán phức tạp, vì:

- LPP có cấu trúc phức tạp, 1 trạm TG thường có nhiều trục chính, mỗi trục cấp điện cho nhiều trạm PP. Cấu trúc của LPP phát triển liên tục theo thời gian và không gian.

- Chế độ làm việc của phụ tải không đồng nhất, phụ tải tăng trưởng không ngừng.

- Thiếu thông tin chính xác về đồ thị phụ tải phản kháng.

– Công suất tự là biến rời rạc. Giá tiền đơn vị bù có quan hệ không tuyến tính với công suất bộ tự.

Trước các khó khăn đó để có thể giải được bài toán bù phải phân chia bài toán bù thành các bài toán nhỏ hơn và áp dụng các giả thiết giản ước khác nhau. Các giả thiết giản ước phải đảm bảo không được làm sai lệch quá đáng đến kết quả tính toán, nó phải đảm bảo lời giải gần với lời giải tối ưu lý thuyết.

Các giản ước có thể được áp dụng là:

- Bài toán được giải riêng cho từng trục chính.
- Có thể cho trước số điểm đặt bù chỉ cần tìm các biến còn lại.

– Giả thiết đồ thị phụ tải của các trạm phân phối như nhau và giống như đồ thị phụ tải đo được ở đầu trục chính. Đồ thị phụ tải phản kháng có thể được đặc trưng bởi công suất phản kháng trung bình Q_{tb} hay hệ số sử dụng công suất phản kháng $K_{sd} = Q_{tb}/Q_{max}$ và thời gian sử dụng CSPK $T_{q_{max}}$.

Cũng cần nhấn mạnh rằng bù kinh tế không thể tách rời hoàn toàn bù kỹ thuật. Vì bù kinh tế làm giảm nhẹ bù kỹ thuật và 2 loại bù này có thể phối hợp với nhau tạo thành một thể thống nhất làm lợi cho toàn hệ thống điện.

2. Phân tích ảnh hưởng của tự bù đến tổn thất công suất tác dụng và tổn thất điện năng của LPP trong các trường hợp đơn giản nhất

a) LPP có một phụ tải

Xét LPP trên hình 7.22a. Công suất phản kháng yêu cầu max là Q_{max} , công suất bù là Q_b , đồ thị kéo dài của CSPK yêu cầu là $q(t)$, đồ thị kéo dài của công suất phản kháng sau khi bù là:

$$q_b(t) = q(t) - Q_b$$

Trên hình 7.22b: $q_{b1}(t)$ ứng với $Q_b = Q_{min}$.

Trên hình 7.22c: $q_{b2}(t)$ ứng với $Q_b = Q_{max}$.

Trên hình 7.22d: $q_{b3}(t)$ ứng với $Q_b = Q_{tb}$ (CSPK trung bình).

Tổn thất công suất tác dụng do công suất phản kháng $q(t)$ gây ra là:

$$\Delta P_1 = \frac{q(t)^2}{U^2} R \text{ [kW, MVA, } \Omega, \text{ kV]}$$

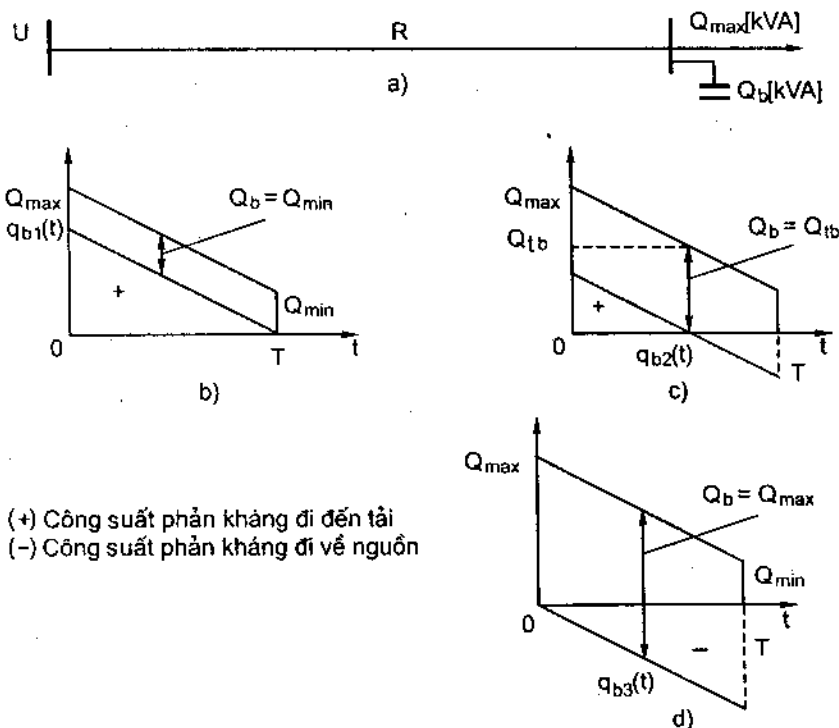
U là điện áp danh định của lưới điện.

Tổn thất công suất sau khi bù:

$$\Delta P_2 = \frac{[q(t) - Q_b]^2}{U^2} R = \frac{q(t)^2 - 2q(t).Q_b + Q_b^2}{U^2} R$$

Lợi ích về tổn thất công suất tác dụng sau khi bù chính là độ giảm tổn thất công suất tác dụng do bù:

$$DP(t) = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{2.q(t).Q_h - Q_h^2}{U^2} R = \frac{R.Q_h.[2.q(t) - Q_h]}{U^2} \quad (7.24)$$



Hình 7.22

Lợi ích do giảm tổn thất công suất tác dụng chỉ có ý nghĩa ở chế độ max của hệ thống khi mà nguồn công suất tác dụng bị căng thẳng, giả thiết tổn thất công suất max của lưới điện trùng với max hệ thống, lúc đó $q(t) = Q_{\max}$ và:

$$DP = \frac{2.Q_{\max}.Q_h - Q_h^2}{U^2} R \quad (7.25)$$

Ta dễ thấy DP sẽ lớn nhất khi $Q_h = Q_{\max}$:

$$DP_{\max} = \frac{Q_{\max}^2}{U^2} R \quad (7.26)$$

Độ giảm tổn thất điện năng trong khoảng thời gian xét T là tích phân của DP(t) theo (7.24) trong khoảng thời gian xét T:

$$DA = \int_0^T \frac{[2.q(t).Q_h - Q_h^2].R}{U^2} dt = \frac{2.T.Q_{th}.Q_h - T.Q_h^2}{U^2} R =$$

$$= \frac{T.R.Q_b.[2.Q_{th} - Q_b]}{U^2} = \frac{T.R.Q_b.[2.K_{sdq}.Q_{max} - Q_b]}{U^2} \quad (7.27)$$

Vì $\int [q(t).dt]/T = Q_{th}$ và $K_{sdq} = Q_{th}/Q_{max}$

Lấy đạo hàm của (7.27) theo Q_b , đặt $= 0$ rồi giải ta được giá trị của Q_b cho độ giảm tổn thất điện năng lớn nhất:

$$\partial DA / \partial Q_b = [2.T.Q_{th} - 2.T.Q_b].R/U^2 = 0$$

Rút ra: $Q_{b_{opt}} = Q_{th}$

Khi đó $DA_{max} = R.T.Q_{th}^2 / U^2$

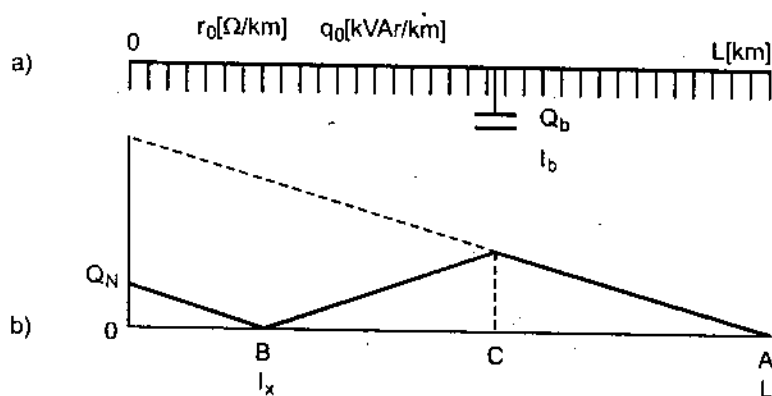
Như vậy muốn giảm được nhiều nhất tổn thất điện năng thì Q_b phải $= Q_{th}$ của phụ tải. Trong khi đó muốn giảm được nhiều nhất tổn thất công suất thì $Q_b = Q_{max}$.

Không được lạm dụng công suất bù vì như vậy lợi ích do bù sẽ giảm.

b) LPP có phụ tải phân bố đều trên trục chính

Xét LPP trên hình 7.23a.

Trong trường hợp này có vấn đề là địa điểm đặt bù nên ở đâu để hiệu quả bù là lớn nhất. Còn vấn đề giá trị công suất bù đã được giải quyết ở phần trên và vẫn đúng cho trường hợp này.



Hình 7.23

Giả thiết rằng chỉ đặt bù tại 1 điểm và phải tìm điểm đặt bù tối ưu sao cho với công suất bù nhỏ nhất đạt hiệu quả lớn nhất.

Ta xét chế độ max:

Tổn thất công suất tác dụng trước khi bù là:

$$\Delta P_1 = r_0 \cdot q_0^2 \cdot L^3 / (3 \cdot U^2)$$

Ta đặt bù sao cho công suất phản kháng Q_N từ nguồn cấp cho đoạn l_x (đoạn OB) còn tụ bù cung cấp công suất phản kháng Q_b cho đoạn còn lại là $L - l_x$ (đoạn BA hình 7.23b).

$$Q_N = l_x \cdot q_0$$

$$Q_b = (L - l_x) q_0$$

Để dàng nhận thấy rằng muốn cho tổn thất công suất tác dụng và tổn thất điện năng sau khi bù là nhỏ nhất thì trạm bù phải đặt ở chính giữa đoạn $L - l_x$, công suất phản kháng của tụ sẽ chia đều về 2 phía mỗi phía có độ dài $(L - l_x)/2$ và công suất phản kháng $Q_0/2$ (hình 7.23b). Vị trí đặt bù sẽ là:

$$l_b = l_x + (L - l_x)/2 = (L + l_x)/2$$

Tổn thất công suất tác dụng trên đoạn l_x là:

$$\Delta P_N = (l_x \cdot q_0)^2 \cdot l_x \cdot r_0 / (3 \cdot U^2) = l_x^3 \cdot q_0^2 \cdot r_0 / (3 \cdot U^2)$$

Tổn thất công suất tác dụng trên đoạn $L - l_x$ là:

$$\Delta P_b = 2 \cdot [(L - l_x) \cdot q_0 / 2]^2 \cdot [(L - l_x) / 2] \cdot r_0 / (3 \cdot U^2) = r_0 \cdot (L - l_x)^3 \cdot q_0^2 / (12 \cdot U^2)$$

Tổng tổn thất công suất tác dụng sau khi bù là:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= \Delta P_N + \Delta P_b = l_x^3 \cdot q_0^2 \cdot r_0 / (3 \cdot U^2) + r_0 \cdot (L - l_x)^3 \cdot q_0^2 / (12 \cdot U^2) \\ &= \frac{r_0 \cdot q_0^2}{3 \cdot U^2} [l_x^3 + (L - l_x)^3 / 4] \end{aligned}$$

Độ giảm tổn thất công suất tác dụng do bù là:

$$DP = \Delta P_1 - \Delta P_2 = r_0 \cdot q_0^2 \cdot L^3 / (3 \cdot U^2) - \frac{r_0 \cdot q_0^2}{3 \cdot U^2} [l_x^3 + (L - l_x)^3 / 4] \quad (7.28)$$

Đặt đạo hàm của DP theo l_x rồi đặt $= 0$ và giải, ta được l_{xop} :

$$\frac{\partial DP}{\partial l_x} = - \frac{r_0 \cdot q_0^2}{3 \cdot U^2} [3l_x^2 - 3(L - l_x)^2 / 4] = 0$$

$$l_{xop} = L/3$$

Từ đây ta có vị trí bù tối ưu $l_{bop} = 2L/3$

Như vậy muốn độ giảm tổn thất công suất tác dụng do bù lớn nhất nguồn điện phải cung cấp công suất phản kháng cho $1/3$ độ dài lưới điện, tụ bù cung cấp công suất phản kháng cho $2/3$ còn lại và đặt ở vị trí cách đầu lưới điện $2/3 L$.

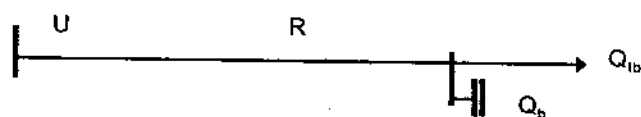
Để dàng chứng minh được rằng để có độ giảm tổn thất điện năng lớn nhất vẫn phải đặt bù tại $2/3 L$ nhưng công suất bù tối ưu là $2/3$ công suất phản kháng trung bình. Trong lưới điện phức tạp vị trí bù tối ưu có thể xê dịch một chút so với lưới điện đơn giản xét ở đây.

Hai trường hợp đơn giản trên đây cho thấy rõ về các khái niệm như: Độ giảm tổn thất công suất tác dụng, độ giảm tổn thất điện năng do bù, công suất bù tối ưu theo các điều kiện giảm tổn thất công suất tác dụng, giảm tổn thất điện năng, vị trí đặt bù cũng như điều kiện cần thiết để giải bài toán bù.

7.3.3. Một số bài toán bù đơn giản

1. Bù cố định trên LPP có 1 phụ tải (hình 7.24)

a) Giải phương trình mục tiêu



Hình 7.24

Hàm mục tiêu: $F = c_A \cdot DA - a \cdot c_b \cdot Q_b \rightarrow \max$

$$c_A \cdot DA = \frac{c_A \cdot T \cdot R \cdot Q_b \cdot [2 \cdot Q_{th} - Q_b]}{1000 \cdot U^2} \quad [d/kWh, kWh, h, \Omega, kVAr, kV]$$

$$F = \frac{c_A \cdot T \cdot R \cdot [2Q_b \cdot Q_{th} - Q_b^2]}{1000 \cdot U^2} - a \cdot c_b \cdot Q_b$$

Hạn chế $Q_b \leq Q_{bmin}$ trong đó:

c_A – Giá tổn thất điện năng [d/kWh];

c_R – Giá tụ bù [d/kVAr];

a – Lãi suất % yêu cầu.

T : 8760h.

Lấy đạo hàm của F theo Q_b , đặt $= 0$ rồi giải ta được:

$$Q_{bop} = Q_{th} - 1000 \cdot U^2 \cdot a \cdot c_b / (2 \cdot c_A \cdot T \cdot R) \quad (7.29)$$

Q_{th} là công suất phản kháng trung bình của tụ bù tính trong thời gian T .

Ví dụ 7.5. $R = 2,5 \Omega$ (nếu đặt tụ bù lúc sau MBA thì bao gồm cả điện trở của MBA); $Q_{th} = 300kVAr$; $a = 0,1$; $c_R = 200000d/kVAr$; $c_A = 500d/kVAr$; $T = 8760h$; $U = 10kV$; $Q_{bmin} = 250kVAr$.

$a = 0,1$ có ý nghĩa là nếu đem tiền vốn đầu tư vào chỗ khác sẽ được lãi 10% năm, đòi hỏi khi đầu tư cho bù cũng phải đạt lãi đó.

Tính công suất phản kháng trung bình của tụ bù trong 1 năm.

Giải: Áp dụng công thức (7.29) ta tính được:

$$\begin{aligned} Q_{bop} &= Q_{th} - 1000 \cdot U^2 \cdot a \cdot C_b / (2 \cdot C_A \cdot T \cdot R) \\ &= 300 - 1000 \cdot 10^2 \cdot 0,1 \cdot 200000 / (2 \cdot 500 \cdot 8760 \cdot 2,5) \\ &= 300 - 91,32 = 208,68kVAr \end{aligned}$$

Q_{bop} chấp nhận được vì nhỏ hơn Q_{bmin} .

b) Tính NPV theo (6.87) với giả thiết chi phí còn lại $= 0$, chỉ tính chi phí khấu hao trong chi phí vận hành, không tính chi phí mua điện năng:

$$NPV = \sum_{i=1}^{20} [TN_i - CP_{vht}] \frac{1}{(1+r)^i} = [TN_i - CP_{vht}] \sum_{i=1}^{20} \frac{1}{(1+r)^i}$$

Trong đó:
$$\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{(1+r)^T - 1}{r \cdot (1+r)^T}$$

Tính cho $Q_b = 200 \text{ kVAr}$ vốn đầu tư ban đầu:

$$C = C_b \cdot Q_b = 200000 \times 200 = 40\,000\,000 \text{ d}$$

Nếu khấu hao đều trong 20 năm thì mỗi năm phải chi:

$$40\,000\,000/20 = 2\,000\,000 \text{ d.}$$

Ta tính ví dụ trên cho 1 phương án bù 200kVAr: giả thiết DA không đổi, thu nhập 1 năm chính là số tiền giảm được không phải chi:

$$TN_i = c_A \cdot DA = \frac{c_A \cdot T \cdot R \cdot Q_b [2 \cdot Q_{bi} - Q_b]}{1000 \cdot U^2} = \frac{500 \cdot 8760 \cdot 2,5 \cdot 200 \cdot [2 \cdot 300 - 200]}{1000 \cdot 10^2} = 8\,409\,600 \text{ d}$$

$$NPV = [TN_i - CP_{vbi}] \sum_{t=1}^{20} \frac{1}{(1+r)^t} = (8\,409\,600 - 2\,000\,000) \sum_{t=1}^{20} \frac{1}{1,1^t} = 54\,545\,696 \text{ d}$$

Phải tính cho nhiều phương án bù rồi chọn phương án tốt nhất.

Tỷ số thu nhập/chi phí:

$$B/C = 54\,545\,696/40\,000\,000 = 1,36.$$

Nếu bù 300kVAr thì: $NPV = 58\,330\,000 \text{ d}$; $V_b = 60\,000\,000 \text{ d}$

$$B/C = 0,97. \text{ Bù 300 không hiệu quả bằng 200kVAr}$$

Cách thức khấu hao có ảnh hưởng đến NPV, ví dụ nếu khấu hao nhanh hơn NPV sẽ khác.

Nếu chặt chẽ cần phải phân tích tài chính để biết hiệu quả tài chính, khi đó quyết định đầu tư sẽ chắc chắn hơn.

2. Bù trên trục chính

Nếu đặt bù một điểm trên trục chính thì cần chọn địa điểm: muốn giảm ΔU thì nên đặt bù tại điểm xa nhất, muốn giảm ΔP và ΔA thì đặt bù tại khoảng 2/3 độ dài lưới điện tính từ nguồn. Tính bù kinh tế như sau: Chọn trước công suất bù, đặt vào một điểm gần cuối lưới, tính DA rồi xê dịch sang điểm lân cận, tìm điểm cho DA max, sau đó cố định điểm đặt bù và tính cho các phương án bù khác nhau. Nếu tính bù để giảm ΔU thì cũng thăm dò một số điểm, trong các điểm bù cho cùng độ giảm ΔU có thể có điểm cho độ giảm DA lớn hơn.

Cách tính DA cho 1 phương án bù: Tính DA_i cho từng đoạn lưới theo công thức (7.30):

$$DA_i = \frac{T \cdot R_i \cdot Q_{bi} [2 \cdot K_{sbi} \cdot Q_i - Q_{bi}]}{1000 \cdot U^2} \quad (7.30)$$

Trong đó: Q_i, Q_{bi} [kVAr] là dòng công suất phản kháng và công suất bù đi trên đoạn lưới i.

K_{sdq} giả thiết như nhau cho toàn lưới, R_i [Ω] là điện trở của đoạn lưới i . U là điện áp định mức [kV].

Phải tính giải tích lưới điện 2 lần, một lần để tính Q_i , một lần để tính Q_{bi} .

Sau đó tính lợi ích do giảm ΔA cho từng đoạn lưới: $L_{oi\Sigma}$ theo (7.25) (7.26) (7.27), nếu tính bù kỹ thuật thì tính cho T_b , còn tính bù kinh tế thì tính theo T lựa chọn.

Tính cho nhiều phương án bù rồi làm phép tính so sánh như trong phần tính cho lưới có 1 phụ tải.

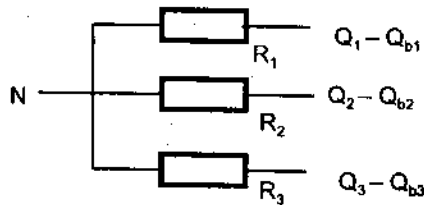
3. Bù trong lưới điện xi nghiệp

Đây là bài toán bù cường bức: Phải bù từ $\cos\varphi_1$ để đạt $\cos\varphi_2$ tại đầu vào xí nghiệp trong chế độ max. Nếu biết P ta tính được công suất cần bù Q_b :

$$Q_b = P \cdot (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (7.31)$$

Q_b này được phân phối xuống các trạm PP để tranh thủ giảm ΔA trong xí nghiệp.

Bài toán là: xác định Q_{bi} tại các điểm đặt bù sao cho ΔP là min, ΔP min không có nghĩa là ΔA min, tuy nhiên làm bài toán để đi nhiều (hình 7.25).



Hình 7.25

Công suất cần bù là Q_b .

Ta có hàm mục tiêu:

$$\Delta P = (Q_1 - Q_{b1})^2 \cdot R_1 + (Q_2 - Q_{b2})^2 \cdot R_2 + (Q_3 - Q_{b3})^2 \cdot R_3$$

Điều kiện: $Q_{b1} + Q_{b2} + Q_{b3} = Q_b$

Do đó:

$$\Delta P = (Q_1 - Q_{b1})^2 \cdot R_1 + (Q_2 - Q_{b2})^2 \cdot R_2 + (Q_3 - Q_b + Q_{b1} + Q_{b2})^2 \cdot R_3$$

Điều kiện tối ưu là:

$$\partial \Delta P / \partial Q_{b1} = -2(Q_1 - Q_{b1}) \cdot R_1 + 2(Q_3 - Q_b + Q_{b1} + Q_{b2}) \cdot R_3 = 0$$

$$\partial \Delta P / \partial Q_{b2} = -2(Q_2 - Q_{b2}) \cdot R_2 + 2(Q_3 - Q_b + Q_{b1} + Q_{b2}) \cdot R_3 = 0$$

Ta nhận thấy: $(Q_1 - Q_{b1}) \cdot R_1 = (Q_2 - Q_{b2}) \cdot R_2 = H$ (hằng số)

$$\text{Hay là: } \left. \begin{aligned} Q_1 - Q_{b1} &= H/R_1 \\ Q_2 - Q_{b2} &= H/R_2 \\ Q_3 - Q_{b3} &= H/R_3 \end{aligned} \right\} \quad (7.32)$$

Cộng 3 đẳng thức trên ta được:

$$Q_1 + Q_2 + Q_3 - (Q_{b1} + Q_{b2} + Q_{b3}) = H(1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_3) = H.R_{td}$$

Hay $(Q_{\Sigma} - Q_b).R_{td} = H$

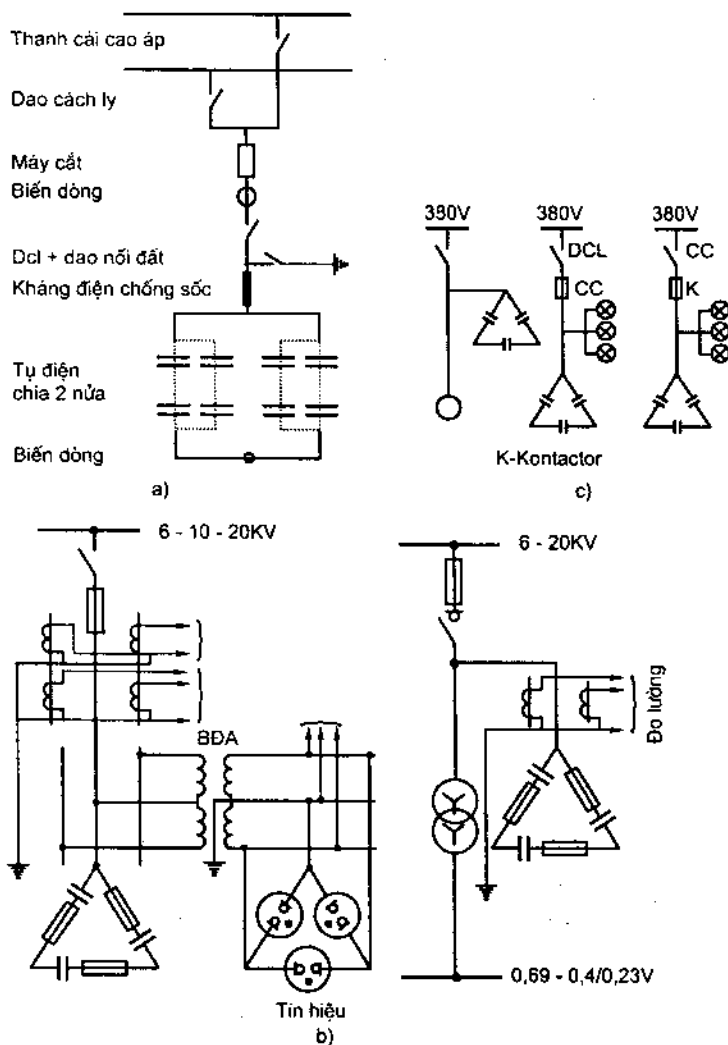
Thay H vào (7.32) ta được:

$$Q_{bi} = Q_i - (Q_{\Sigma} - Q_b).R_{td}/R_i \quad (7.33)$$

Thiết bị bù được đóng cắt theo bậc và theo thời gian để không xảy ra quá bù.

7.3.4. Một số sơ đồ thiết bị bù

Trên hình 7.26 là sơ đồ tự bù cho lưới điện cao áp (hình 7.26a), trung áp (hình 7.26b) và hạ áp (hình 7.26c).



Hình 7.26

Trên hình 7.27 là bộ bù tổng hợp có điều khiển dùng cho xí nghiệp công nghiệp. Nhờ có bộ kháng điều khiển bằng tiristor công suất phản kháng của bộ bù luôn cân bằng với yêu cầu của phụ tải theo tiêu chuẩn:

$$Q_L + Q_C + Q_r = \text{Hằng số}$$

Q_L – công suất phản kháng của bộ kháng có điều khiển.

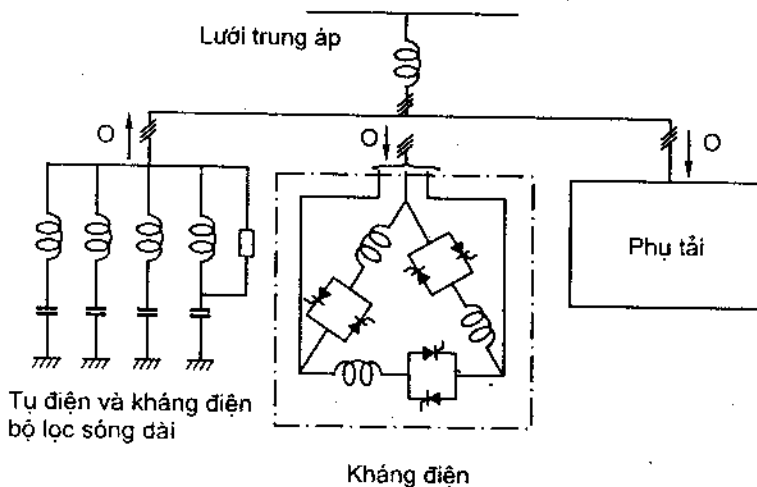
Q_C – công suất phản kháng của bộ tụ cố định.

Q_r – công suất phản kháng yêu cầu của phụ tải.

Bộ tụ được nối tiếp với kháng điện tạo thành bộ lọc các sóng hài bậc cao.

Công suất của mỗi kháng điện được điều khiển độc lập với nhau.

Bộ bù này tác động rất nhanh, liên tục và chính xác thích ứng với phụ tải đối xứng và không đối xứng, có tác dụng triệt tiêu hoặc giảm đến tối đa mọi dao động điện áp, có tác dụng loại trừ cộng hưởng trên lưới. Bộ bù này cho phép không cần dùng điều áp dưới tải cho lưới xí nghiệp, làm cho lưới nguồn trở thành hình như vô cùng lớn (có điện áp = Hằng số).



Hình 7.27

7.3.5. Vận hành kinh tế lưới điện

1. Vận hành kinh tế trạm biến áp

Xét trạm biến áp có 2 máy biến áp với thông số như nhau: S_{Bdm} , ΔP_0 , ΔP_N ; công suất tải là S_{max} , S_{min} , bài toán đặt ra là xác định số máy biến áp làm việc trong chế độ công suất tải thấp sao cho tổn thất công suất nhỏ nhất.

Công thức tính tổn thất công suất của 2 máy biến áp khi công suất tải S là:

$$\Delta P_2 = 2 \cdot \Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{2} \left(\frac{S^2}{S_{Bdm}^2} \right)$$

Công thức tính tổn thất công suất của 1 máy biến áp là:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_0 + \Delta P_N \left(\frac{S^2}{S_{Bdm}^2} \right)$$

Ta tính công suất tải S_{gh} sao cho tổn thất trong chế độ 1 máy và 2 máy bằng nhau:

$$\Delta P_0 + \Delta P_N \left(\frac{S_{gh}^2}{S_{Bdm}^2} \right) = 2 \cdot \Delta P_0 + \frac{\Delta P_N}{2} \left(\frac{S_{gh}^2}{S_{Bdm}^2} \right)$$

Rút ra điều kiện vận hành 1 máy biến áp là:

$$S < S_{Bdm} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_0}{\Delta P_N}} = S_{gh} \quad (7.34)$$

Như vậy nếu công suất tải nhỏ hơn công suất giới hạn S_{gh} thì có thể cắt 1 máy để giảm tổn thất công suất, cùng là giảm tổn thất điện năng.

Nếu có n máy thì điều kiện vận hành n – 1 máy trong chế độ min là:

$$S < S_{Bdm} \cdot \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta P_0}{\Delta P_N}} \quad (7.35)$$

Nếu tính thật chính xác thì phải kể đến ảnh hưởng của tổn thất công suất phản kháng trong máy biến áp đến tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện:

$$S < S_{Bdm} \cdot \sqrt{\frac{2\Delta P_0 + k \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_N + k \cdot \Delta Q_N}} = S_{gh} \quad (7.36)$$

k là hệ số giảm tổn thất công suất tác dụng do tổn thất công suất phản kháng, đối với trạm trung gian 110/TA: k = 0,15 ở chế độ max hệ thống và k = 0,1 ở chế độ min hệ thống [10].

$$\Delta Q_0 = S_{Bdm} \frac{I_0}{100}; \quad \Delta Q_N = S_{Bdm} \frac{U_N}{100} \quad (7.37)$$

ΔQ_N tính cho chế độ tải bằng công suất định mức của máy biến áp.

Ví dụ: Hai máy biến áp 110/10kV có $S_{Bdm} = 25\text{MVA}$; $\Delta P_0 = 29\text{kW}$, $\Delta P_N = 120\text{kW}$.

$$S_{gh} = 25 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 29}{120}} = 17,34\text{MW}$$

Nếu công suất tải nhỏ hơn 17,34MW thì:

- Vận hành 1 máy cho tổn thất điện năng nhỏ.
- Hoặc thay máy biến áp lớn bằng máy biến áp nhỏ hơn.

Điều kiện thay thế là:

$$\Delta P_{02} + \Delta P_{N2} \left(\frac{S^2}{S_{Bdm2}^2} \right) < \Delta P_{01} + \Delta P_{N1} \left(\frac{S^2}{S_{Bdm1}^2} \right) \quad (7.38)$$

Máy biến áp 2 có công suất nhỏ hơn máy biến áp 1.

2. Vận hành lưới điện

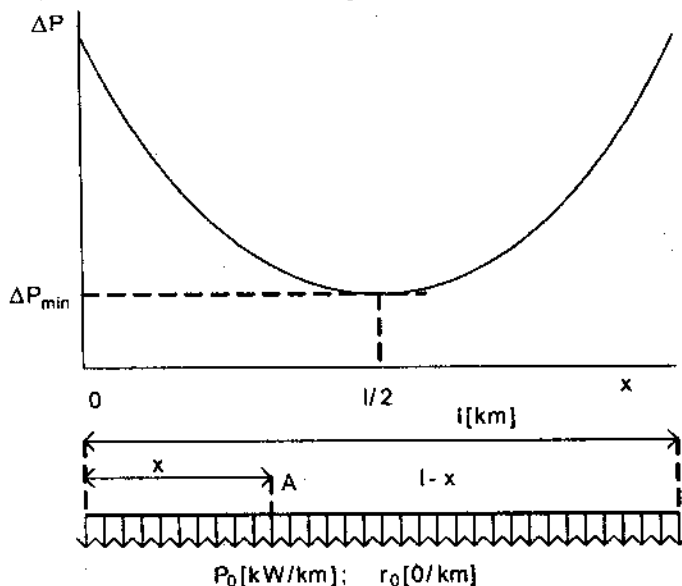
Ta biết rằng nếu vận hành kín lưới điện thì tổn thất công suất và tổn thất điện năng sẽ nhỏ nhất. Tuy nhiên vận hành kín chỉ có thể thực hiện ở lưới phân phối hạ áp với các mạch vòng đơn giản do một nguồn cung cấp.

Với lưới điện trung áp vận hành kín ở mạch vòng 1 nguồn là có thể được, tuy nhiên muốn tận dụng lưới điện này về mặt độ tin cậy cung cấp điện thì phải có nhiều điểm phân đoạn với máy cắt và rơ le có hướng, điều này làm lưới điện đắt tiền, đắt hơn là lợi ích do tăng độ tin cậy cho nên hiện nay lưới điện này vẫn vận hành hở với các thiết bị phân đoạn là dao cách ly có trang bị điều khiển xa hoặc mở tự động. Nếu lưới điện kín với thiết bị phân đoạn thường thì khi ngắn mạch máy cắt cả 2 đầu đường dây điện sẽ cắt gây mất điện nhiều hơn là vận hành hở khi ngắn mạch chỉ có một phần lưới điện bị cắt điện.

Với lưới điện có 2 nguồn độc lập thì không thể vận hành kín vì khi đó phân bố công suất cho các nguồn sẽ không đều và khi đóng lại sau sự cố có thể gây dòng cân bằng rất lớn.

Nếu vận hành hở thì cần chọn điểm cắt tối ưu sao cho tổn thất công suất nhỏ nhất.

Xét lưới điện trên hình 7.28. Phụ tải phân bố đều với mật độ p_0 [kW/km].



Hình 7.28

Để vận hành hồ, lưới điện được cắt tại điểm A.

Với điểm cắt lưới tại A, tổn thất công suất trên lưới điện là:

$$\Delta P = \frac{(p_0 x)^2 r_0 \cdot x}{3 \cdot U_{đd}^2} + \frac{[p_0 \cdot (1-x)]^2 \cdot r_0 (1-x)}{3 \cdot U_{đd}^2}$$

Tìm x sao cho tổn thất công suất nhỏ nhất:

$$\frac{d\Delta P}{dx} = \frac{3 \cdot p_0 x^2 r_0}{3 \cdot U_{đd}^2} - \frac{3 p_0 \cdot (1-x)^2 \cdot r_0}{3 \cdot U_{đd}^2} = 0$$

$$21x - 1^2 = 0 \rightarrow x = 1/2 \quad (7.39)$$

Ta thấy nếu cắt lưới điện ở điểm giữa đường dây tổn thất công suất sẽ nhỏ nhất và bằng:

$$\Delta P_{\min} = \frac{2(p_0 1/2)^2 r_0 \cdot 1/2}{3 \cdot U_{đd}^2} = \frac{p_0^3 \cdot l^3 \cdot r_0}{12 U_{đd}^2} \quad (7.40)$$

Đây cũng là tổn thất khi vận hành kín.

Ví dụ trên nhằm minh họa sự thật là có điểm cắt lưới điện tối ưu cho tổn thất công suất nhỏ nhất, đồng thời cũng là cơ sở để chọn điểm cắt ở lưới điện giữa các trạm phân phối hạ áp, vì công suất dọc các phố có thể coi là có phân bố đều.

Với lưới điện cấp đô thị và lưới trên không bài toán được giải theo tình hình cụ thể. Bài toán chọn điểm cắt lưới điện được giải theo mùa vì đồ thị phụ tải các mùa khác nhau nhiều.

3. Điều chỉnh điện áp

Tổn thất công suất và tổn thất điện năng phụ thuộc mạnh vào mức điện áp (giá trị trung bình) vận hành của HTĐ.

Trên lưới cao áp đến 220kV, tổn thất công suất phụ thuộc dòng điện (tổn thất do phụ tải) chiếm ưu thế so với tổn thất vầng quang, tổn thất này tỷ lệ nghịch với điện áp do đó mức điện áp vận hành cao có lợi về kinh tế do tổn thất nhỏ. Lý do là khi điện áp cao, dòng điện trên lưới sẽ nhỏ làm cho ΔP , ΔQ và ΔA nhỏ, công suất phản kháng do đường dây sinh ra sẽ lớn nhất.

Ở lưới điện đến 110kV hệ thống vận hành ở điện áp sát trần để giảm tổn thất điện năng. Mức điện áp trần cao hơn điện áp định mức 10%.

Trên lưới siêu cao áp, tổn thất do vầng quang điện là đáng kể, có thể so sánh được với tổn thất điện năng do phụ tải nhất là khi thời tiết xấu, làm cho việc điều chỉnh điện áp khá phức tạp. Khi thời tiết tốt tăng điện áp có lợi còn khi thời tiết xấu giảm điện áp sẽ có lợi.

Trong lưới phân phối hạ áp, tổn thất công suất phụ thuộc vào đặc tính công suất của phụ tải, nếu phụ tải có động cơ không đồng bộ nhiều thì tăng cao điện áp sẽ giảm được tổn thất công suất. Nếu phụ tải ánh sáng và sinh nhiệt chiếm ưu thế thì giảm thấp điện áp sẽ có lợi.

4. Khái niệm về DSM(Demand side management): DSM là tổng hợp các biện pháp nhằm tiết kiệm điện năng trong sử dụng điện và khai thác tối ưu nguồn điện trên cơ sở quản lý phụ tải.

Các hộ dùng điện được khuyến khích sử dụng điện nhiều trong các giờ thấp điểm của hệ thống điện, giảm tiêu thụ trong giờ cao điểm bằng các bảng giá điện hợp lý... Nhờ đó giảm nhẹ được sức ép đối với nguồn điện trong giờ cao điểm, nguồn điện được sử dụng hiệu quả, giảm giá thành điện năng, đem lại hiệu quả kinh tế cho xã hội.

Doanh nghiệp điện cũng có thể điều khiển trực tiếp các thiết bị dùng điện ở phụ tải như điều hoà nhiệt độ, đun nước nóng, lò sưởi điện... đóng cắt chúng theo quy tắc nhất định vừa đáp ứng yêu cầu của khách hàng vừa tiết kiệm điện năng.

Để có thể thực hiện các biện pháp trên lưới điện phải được trang bị thêm các thiết bị đo xa, điều khiển xa, công tơ nhiều thang đo...

CÂU HỎI ÔN TẬP

1. Mục đích và công tác vận hành lưới điện?
2. Vai trò của công suất phản kháng trong điều chỉnh điện áp?
3. Vì sao phải có các thiết bị tự động dùng trong điều chỉnh điện áp cấp 1?
4. Vì sao cho phép điều khiển bằng tay trong điều chỉnh điện áp cấp 2 và 3?
5. Các tiêu chuẩn chất lượng điện áp là gì? Tiêu chuẩn nào có tính chung cho toàn lưới điện và tiêu chuẩn nào có tính địa phương?
6. Các biện pháp điều chỉnh điện áp trong lưới điện trung áp? Khi nào phải dùng đến bù ngang và dọc?
7. Cách tính chọn đầu phân áp của máy biến áp phân phối như thế nào?
8. Cấu tạo bộ điều chỉnh điện áp dưới tải?
9. Cách sử dụng máy biến áp điều chỉnh điện áp dưới tải và máy điều chỉnh điện áp trong lưới điện?
10. Các biện pháp hạn chế độ dao động, độ không đối xứng, độ không sin?
11. Các thành phần của tổn thất điện năng? Khi nào tổn thất điện năng quá lớn cần phải dùng các biện pháp giảm tổn thất điện năng?
12. Các biện pháp giảm tổn thất điện năng cần thêm vốn đầu tư và không cần vốn đầu tư?
13. Phân biệt bù tập trung và bù phân tán công suất phản kháng?
14. Công suất bù là bao nhiêu thì có lợi nhất cho giảm tổn thất điện năng và giảm tổn thất công suất?
15. Bù ở chỗ nào có lợi nhất trên lưới điện có nhiều phụ tải?
16. Mục tiêu của bài toán bù? Các hạn chế kỹ thuật khi đặt tụ bù?
17. Điều kiện vận hành kinh tế trạm có nhiều máy biến áp?
18. Nguyên lý cắt lưới điện để giảm tổn thất điện năng?

PHỤ LỤC

Phụ lục 1. MÁY BIẾN ÁP

Bảng 1.1. MBA 3 pha và 1 pha 2 cuộn dây 500kV không có ĐCĐA

Loại MBA	S _{dm} MVA	Thông số sản xuất						Thông số tính toán		
		U _{dm} của cuộn dây, kV		U _N (%)	ΔP _m kV	ΔP ₀ kVA _r	I ₀ %	R ₀ Ω	X ₀ Ω	ΔQ ₀ kVA _r
		C	H							
Tц-200000/500 ТДц-20000/500	200	525	15,75; 20	12,5	700	175	0,35	4,50	167	700
Tц-40000/500 ТДц-40000/500	400	525	15,75; 20	12,5	940	370	0,35	1,60	86	1400
Tц-630000/500	630	525	15,75 20	13	1350	550	0,30	0,93	59	1890
огдц-1330(X)/500	1 33	525 / √3	13.80	13	513	430	3,00	2,60	92,5	12000
одц-21000/500 одц-21000/500	210	525 / √3	15,75; 20	13,2	630	372	2,00	1,30	57,8	12600
одц-33300/500	333	525 / √3	15,75; 20	13,2	950	20	0,45	0,8	34,6	4485
одц-41700/50	417	525 / √3	15,75; 20	12,5	1180	255	0,40	0,62	28,7	504
одц-53300/550	533	525 / √3	24	13,5		1400	0,35	0,45	23,2	5565

Bảng 1.2. MBA tự ngẫu 3 pha và 1 pha 500kV

Loại MBA	S _{dm} MVA	ĐCĐA	Thông tin sản xuất					
			U _{dm} của cuộn dây, kV			S, % cuộn dây		
			C	T	H	C	T	H
АТДЦТН 125000/1500/110	125	±8x1,50	500	121	6,3; 10,5; 38,5	100	100	50
АТДЦТН 25000/500/110	250	±8x1,50	500	121	10,5; 38,5	100	100	40
АТДЦТН 320000/500/220	320	+8x1,38 -8x1,47	500 √3	230	10,5; 15,8; 38,5	100	100	37,5
АОДЦТН 167000/500/220	167	±6x2,0	500 √3	230 √3	10,5; 38,5; 13,8; 15,8; 18; 20	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН 67000/500/330	167	±6x2,0	500 √3	230 √3	10,5; 38,5	100	100	15
АОДЦТН 267000/5(H)/220	267	±8x1,50	500 √3	230 √3	10,5; 38,5; 13,8; 15,8; 18; 20	100	100	25; 31; 45
АОДЦТН 267000/500/330	267	±8x1,50	500 √3	230 √3	10,5; 38,5	100	100	15

АОДЦТН 417000/500/220	417	$\pm 8 \times 1,50$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 15,8; 38,5	100	100	29
АОДЦТН 533000/500/220	533	$\pm 8 \times 1,40$	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	10,5; 13,8; 38,5; 15,5; 18,1	100	100	25; 1

Bảng 1.3. MBA tự ngẫu 3 pha và 1 pha 500kV (tiếp theo)

Loại MBA	Thông số sản xuất						Thông số tính toán 3 pha						
	$U_{\text{dm}}\%$ cuộn dây			$\Delta P_{\text{KC-T}}$ kV	ΔP_0 kV	$i_0\%$	$R_g [\Omega]$ cuộn dây			$X_g [\Omega]$ cuộn dây			ΔQ_0 kVar
	C-T	C-H	H				C	T	H	C	T	H	
АТДЦТН 25000/500/220	10,5	24	13	330	150	0,50	2,90	2,90	5,80	231	0	280	625
АТДЦТН 50000/500/110	10,5	24	13	550	230	0,45	1,21	1,21	3,03	118	0	146	1125
АТДЦТН 32000/500/220	10,5	27,5	17	550	220	0,45	0,74	0,74	1,98	90,4	0	146	1440
АОДЦТН 167000/500/220	9,5	29	17,5	325	125	0,40	0,53	0,53	1,77; 1,32; 1,06	58	0	101,5	2010
АОДЦТН 167000/500/330	9,8	67	61	320	70	0,30	0,53	0,53	3,54	44	0	325	1500
АОДЦТН 67000/500/220	8,5	24	12,5	435	160	0,35	0,29	0,29	1,16; 0,94; 0,64	34	0	48	2803
АОДЦТН 67000/500/330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АОДЦТН 417000/500/220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АОДЦТН 33000/500/220	8,5	24	12,5	760	250	0,25	0,12	0,12	0,48; 0,39	17,2	0	24	3990

Bảng 1.4. MBA 3 pha cuộn dây và MBA tự ngẫu 220kV

Loại máy biến áp	S_{dm} MVA	BCDA	Thông số sản xuất					
			U_{dm} cuộn dây kV			U_{dm} cuộn dây		
			C	T	H	C-T	C-H	TH
ТДТН 10000/220	10	$\pm 8 \times 1,5$	230	22; 38,5	6,6; 11	-	-	-
ТДТН 25000/220	25	$\pm 8 \times 1,5$	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
АТДТН 32000/220/110	32	$\pm 2 \times 6,0$	230	121	6,6; 11; 38,5	11	34	21
ТДТН 40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	22; 27,5; 38,5	6,6; 11	22,0 (12,5)	(12,5) 22	9,5
ТДЦТН 63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	22; 38,5	6,6; 11	24 (12,5)	12,5 24	10,5
ТДЦТН 63000/220/110		$\pm 6 \times 2,0$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35	22
АТДЦТН 125000/220/110	125	$\pm 6 \times 2,0$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	31	19
АТДЦТН 200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2,0$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	32	20

Bảng 1.5. MBA 3 pha cuộn dây và MBA tự ngẫu 220kV

Loại máy biến áp	Thông số sản xuất					Thông tin tính toán 3 pha						AQO
	ΔP cuộn dây			ΔP_0 kV	I_0 %	$R_B [\Omega]$ cuộn dây			$X_B [\Omega]$ cuộn dây			kVAr
	C-T	C-H	T-H			C	T	H	C	T	H	
ТДТН-10000/220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ТДТН -25000/220	-	135	-	50	1,2	5,72	5,72	5,72	276	0	148	31M
АТДЦТН-32000/220/110	-	145	-	32	0,6	3,74	3,74	7,50	198	0	364	192
ТДТН -40000/220	-	240	-	66	1,1	3,97	3,97	3,97	165	126 (0)	(0) 126	440
ТДЦТН -63000/220	-	320	-	91	1,0	2,13	2,13	2,13	109	92,5	0 (92,5)	630
АТДЦТН -63000/220/110	-	215	-	45	0,5	1,43	1,43	2,90	100	0	193	315
АТДЦТН-125000/200/110	-	290	-	85	0,5	0,50	0,50	1,00	48,6	0	82,5	625
АТДЦТН -200000/220/110	430	1360	320	125	0,5	0,39	0,20	1,15	30,4	0	54	1 000

Bảng 1.6. MBA 3 pha 2 cuộn dây 220kV

Loại MBA	S_{dm} MVA	ĐCĐA	Thông số sản xuất						Thông số tính toán		
			U_{dm} cuộn dây kV		U_N %	ΔP_N kW	ΔP_0 kW	I_0 %	R_b [Ω]	X_b [Ω]	ΔQ_0 kVA
			C	H							
ТРДН-32000/220	32	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6/6,6	12	167	53	0,90	8,66	198,5	288
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6/11; 6,6/11	12	300	82	0,80	4,00	100	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,60	2,64	72,8	480
ТРДН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11	12	360	115	0,70	1,90	63	AX
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8; 20	11	380	135	0,50	1,27	46,5	625
ТРДЦН-10000/220	160	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11	12	526	167	0,60	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	-	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	29	900
ТДЦ-250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,55	23,2	1125
ТДЦ-400000	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,40	0,29	14,5	1600
ТД-630000/220	630	-	242	15,75; 20	11	1300	380	0,35	0,17	9,2	22(X)

Bảng 1.7. MBA 3 pha 3 cuộn dây 110kV

Loại máy biến áp	S_{dm} kVA	Thông số sản xuất					
		U_{dm} cuộn dây kV			U_N % cuộn dây		
		C	T	H	C-T	C-H	T-H
ТМТН 6300/110	6,3	115	22,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН 10000/110	10	115	22,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН 16000/110	16	115	27,5; 22; 38,5	6,6; 11	17 (10,5)	10,5 (17)	6
ТДТН 25000/110	25	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН 3 25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	17	10,5	6
ТДТН 40000/110	40	115	11; 22; 27,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН 63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДЦТН 80000/100	80	115	38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6

Bảng 1.8

Loại MBA	Thông số sản xuất			Thông số tính toán						
	ΔP_N kW	ΔP_0 kW	I_0 %	R_b [Ω] cuộn dây			X_b [Ω] cuộn dây			ΔQ_0 kVAr
				C	T	H	C	T	H	
ТМТН 6300/110	60	14	1,20	10	10	10	225	0	131	75,5
ТДТН 10000/110	80	19	1,10	5,80	5,30	5,80	142	0	82	110
ТДТН 16000/110	105	26	1,05	2,70	2,70	2,70	88	(0); 52	(52); 0	168
ТДТН 25000/110	145	36	1,00	1,50	1,50	1,50	54	0	33	250
ТДТНЗ 25000/110	145	45	1,00	1,50	1,50	1,50	57	33	0	250
ТФТН 31500/110	2200	55	1,50	1,30	1,30	1,30	46,5	29,8	0	472
ТДТН 40000/110	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35,4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
ТДТН 63000/110	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22,6	0; (13,1)	13,1; (0)	536
ТДЦТН80000/110	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17,7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Bảng 1.9. MBA 3 pha 2 cuộn dây 110kV

Loại MBA	$S_{\text{dм}}$ MVA	ĐCĐA	Thông số sản xuất						Thông số tính toán		
			$U_{\text{dм}}$ cuộn dây kV		U_N %	ΔP_N kW	ΔP_0 kW	I_0 %	R_b [Ω]	X_b [Ω]	ΔQ_0 kVAr
			C	H							
ТМН 2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,50$ $8 \times 1,50$	110	6,6; 11; 32	10,5	22	5,0	1,50	46,60	555	37,5
ТДН 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$		6,6; 11; 22; 38,5		50	10	1,00	16,60	220	63
ТДН 10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$	115		10,5	60	14	0,90	7,95	139	90
ТДН 16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78$				85	21	0,85	4,38	86,7	136
ТДН 25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$		6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	29	0,80	2,54	55,9	200
ТДНЗ 32000/110	32	$\pm 9 \times 1,78$			10,5	145	35	0,75	1,87	43,5	240
ТДНЗ 32000/110	32	$\pm 9 \times 1,78$	115		16,0	145	35	0,75	1,87	66	240
ТДН 40000/110	411	$\pm 9 \times 1,78$			10,5	175	42	0,70	1,44	34,8	280
ТДНЗ 40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$			16,0	175	42	0,70	1,44	52,8	280
ТД 40000/110	40	$\pm 2 \times 2,50$	115	3,15; 6,3; 10,5	10,5	175	52	0,70	1,44	34,8	280
ТДЦН 63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТДЦН 80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78$	115	10,5/10,5	10,5	315	70	0,60	0,65	17,3	480
ТД 80000/110	80	$\pm 2 \times 2,50$	121	6,3; 10,5; 13,8; 3,15	10,5	315	70	0,60	0,65	17,3	480
ТДЦ 125000/110	125	$\pm 2 \times 2,50$	121	10,5; 13,8	10,5	520	120	0,55	0,33	11,1	678
ТДЦ 200000/110	200	$\pm 2 \times 2,50$	121	13,8; 15,75; 18; 20	10,5	700	170	0,50	0,23	6,9	1000
ТДЦ 250000/110	250	$\pm 2 \times 2,50$	121	15,75; 20	10,5	790	200	0,50	0,17	5,5	1250
ТДЦ 400000/110	400	$\pm 2 \times 2,50$	121	20	10,5	1350	230	0,80	0,12	3,5	3200

Bảng 1.10. Thông số kỹ thuật máy biến áp phân phối do ABB chế tạo

Công suất, kVA	Điện áp, kV	$\Delta P_N W$	$\Delta P_N w$	$U_N W$	Kích thước, mm Dài – Rộng – Cao	Trọng lượng, kg
1	2	3	4	5	0	
31,5	35/0,4	150	700	4,5	890-680-1310	420
50	6,3/0,4	200	1250	4	860-705-1325	510
	10/0,4	200	1250	4,5	860-705-1325	510
	22/0,4	200	1250	4	860-705-1325	510
	35/0,4	240	1250	4,5	920-730-1365	467
75	35/0,4	280	1400	4,5	920-730-1365	525
100	6,3/0,4	320	2050	4	900-730-1255	630
	10/0,4	320	2050	4,5	900-730-1255	630
	22/0,4	320	2050	4	900-730-1255	630
	35/0,4	360	2050	4,5	1010-750-1445	695
160	10/0,4	500	2950	4	1260-770-1420	630
		500	2950	4,5	1260-770-1420	630
		500	2950	4	1260-770-1420	630
		500	2950	4,5	1160-765-1495	695
180	6,3/0,4	530	3150	4	1260-770-1420	880
	10/0,4	530	3150	4,5	1260-770-1420	880
		530	3150	4	1260-770-1420	880
	22/0,4			4,5	1160-765-1495	968
	35/0,4	580	3150			
200	6,3/0,4	530	3450	4	1290-780-1450	885
	10/0,4		3450	4,5	1290-780-1450	885
	22/0,4	530	3450	4	1290-780-1450	885
	35/0,4	530	3450	4,5	1350-815-1530	1040
250	6,3/0,4	640	4100	4	1370-820-1485	1130
	10/0,4	640	4100	4,5	1370-820-1485	1130
	22/0,4	640	4100	4	1370-820-1485	1130
	35/0,4	680	4100	4,5	1430-860-1550	1165
315	6,3/0,4	720	4850	4	1380-855-1525	1270
	10/0,4	720	4850	4,5	1380-865-1525	1270
	22/0,4	720	4850	4	1380-865-1525	1270
	35/0,4	800	4850	4,5	1470-870-1605	1402

Công suất, kVA	Điện áp, kV	$\Delta P_N W$	$\Delta P_M W$	$U_N W$	Kích thước, mm Dài – Rộng – Cao	Trọng lượng, kg
400	63/0,4	840	5750	4	1620–1055–1500	1440
	10/0,4	840	5750	4,5	1020–1055–1500	1440
	22/0,4	840	5750	4,5	1620–1055–1500	1440
	35/0,4	920	5750		1640–1040–1630	1650
500	6,3/0,4	1000	7000	4	1535–930–1625	1695
	10/0,4	1000	7000	4,5	1535–930–1625	1695
	22/0,4	1000	7000	4	1535–930–1625	1695
	35/0,4	1150	7000	4,5	1585–955–1710	1866
630	6,3/0,4	1200	8200		1570–940–1670	1970
	10/0,4	1200	8200	4,5	1570–940–1670	1970
	22/0,4	1200	8200	4	1570–940–1670	1970
	35/0,4	1300	8200	4,5	1620–940–1670	2218
800	6,3/0,4	1400	10500	5	1770–1075–1695	2420
	10/0,4	14(XI)	10500	5,5	1695	2420
	22/0,4	1400	10500	5	1770–1075–1695	2420
	35/0,4	1520	10500	6,5	1770–1075–1695 1620–940–1750	2520
1000	6,3/0,4	1750	1300	5	1765–1065–1900	2910
	10/0,4	1750	1300	5,5	1765–1065–1900	2910
	22/0,4	1750	1300	5	1765–1065–1900	2910
	35/0,4	1900	1300	6,5	1840–1080–1900	3051
>1000	SẢN XUẤT THEO ĐƠN ĐẶT HÀNG					

Bảng 1.11. Máy biến áp ba pha hai cuộn dây do Việt Nam chế tạo

Loại	Công suất định mức, kVA	Điện áp định mức, kV		Tổn thất, kW		Hiệu suất định mức, %	UN' 3 của U_{dm}	$i_{(1)}\%$ của i_{dm}
		Cao áp	Hạ áp	Không tải khi U_{dm}	Ngắn mạch khi U_{dm}			
20–6,6/0,4	20	6,6	0,4	180	600	96,25	5,5	9
50–6,6/0,4	50	6,6	0,4	350	1325	96,375	5,5	7
50–10/0,4	50	10	0,4	440	1325	96–50	5,5	8
50–35/0,4	50	35	0,4	520	1325	96,85	6,5	9
100–6,6/0,4	100	6,6	0,4	600	2400	97,09	5,5	6,5
100–10/0,4	100	10	0,4	730	2400	96,96	5,5	7,5
100–35/0,4	100	35	0,4	900	2400	96,81	6,5	8,0
180–6,6/0,4	180	6,6	0,4	1000	4000	97,30	5,5	6,0
180–10/0,4	180	10	0,4	1200	4100	97,14	5,5	7,0
180–35/0,4	180	15	0,4	1500	4100	96,97	6,5	8,0

Loại	Công suất định mức, kVA	Điện áp định mức, kV		Tổn thất, kW		Hiệu suất định mức, %	UN' 3 của U_{dm}	$i_{(n)}$ % của i_{dm}
		Cao áp	Hạ áp	Không tải khi U_{dm}	Ngắn mạch khi U_{dm}			
320-6,6/0,4	320	6,6	0,4	1600	6070	97,66	5,5	6,0
320-10/0,4	320	10	0,4	1900	6200	97,54	5,5	7,0
320-35/0,4	320	35	0,4	2300	6200	97,41	6,5	7,5
320-5/6,6	320	35	6,6	2300	6200	97,41	6,5	7,5
320-35/10,5	320	35	10,5	2300	6200	97,41	6,5	7,5
560-6,6/0,4	560	6,6	0,4	2500	9400	97,87	5,5	6,0
560-10/0,4	560	10	0,4	2500	9400	97,77	5,5	6,0
560-35/6,6	560	35	0,4	3350	9400	97,77	6,5	6,5
560-35/6,6	560	35	6,6	3350	9400	97,77	6,5	6,5
560-35/10,5	560	35	10,5	3350	9400	97,77	6,5	6,5
750-6,6/0,4	750	6,6	0,4	4100	1190	97,91	5,5	6,0
750-10/0,4	750	10	0,4	4100	1190	97,91	5,5	6,0
750-35/0,4	750	35	0,4	4100	1190	97,91	6,5	6,5
750-35/6,6	750	35	0,6	4100	1190	97,91	6,5	6,5
1000-10,5/0,4	1000	10	0,4	4900	15000	98,05	5,5	5,0
1000-10,5/6,3	1000	10,5	6,3	4900	15000	98,05	5,5	5,0
1000-35/0,4	1000	35	0,4	5100	15000	98,03	6,5	5,5
1000-35/6,6	1000	35	6,6	5100	15000	98,03	6,5	5,5
1000-35/10,5	1000	35	10,5	5100	24000	98,03	6,5	5,5
1800-31,5/6,6	1800	31,5	6,3	8300	24000	98,03	6,5	5,0
1980-35/6,6	1800	35	6,6	8300	24000	98,3	6,5	5,0
1800-38,5/6,6	1800	38,5	6,3	8300	27000	98,3	6,5	5,0
1200-35/6,6	3200	35	6,6	1150	27000	98,51	7,0	4,5
3200-35/10,5	3200	35	10,5	1150	27000	98,51	7,0	4,5
5600-35/6,6	5600	35	6,6	1850	57000	98,67	7,5	4,5
5600-35/10,5	5600	35	10,6	1850	57000	98,67	7,5	4,5

Phụ lục 2. THÔNG SỐ ĐƯỜNG DÂY ĐIỆN

Bảng 2.1. Thông số của đường dây trên không tính chính xác theo khoảng cách pha trung bình D

Tiết diện mm ²	R ₀ Ω/km		0,4 kV D=0,5 m	6kV D=1m	10kV D=1,5 m	15kV D=2m		22kV D=2,5m		35kV D=3,5m		110kV d=5m		220kV D=8m	
	A	AC	X ₀ Ω/km	X ₀ Ω/km	X ₀ Ω/km	X ₀ Ω/km	B ₀ 10 ⁻⁶ /km	X ₀ Ω/km	B ₀ 10 ⁻⁶ /km	X ₀ Ω/km	B ₀ 10 ⁻⁶ /km	X ₀ Ω/km	B ₀ 10 ⁻⁶ /km	X ₀ Ω/km	B ₀ 10 ⁻⁶ /km
25/4,2	1,280	1,38	0,321	0,365	0,390										
35/6,2	0,920	0,85	0,309	0,352	0,378	0,396	2,831	0,410	2,732	0,431	2,595				
50/8	0,640	0,65	0,300	0,344	0,370	0,387	2,893	0,401	2,790	0,423	2,648				
70/11	0,460	0,46	0,289	0,333	0,359	0,377	2,978	0,390	2,869	0,412	2,719	0,435	2,576		
95/16	0,340	0,33	0,279	0,323	0,348	0,366	3,067	0,380	2,951	0,401	2,792	0,421	2,641		
120/19	0,270	0,27	0,271	0,315	0,341	0,358	3,132	0,373	3,011	0,394	2,846	0,416	2,690		
150/24	0,210	0,21		0,307	0,333	0,351	3,200	0,365	3,074	0,387	2,902	0,409	2,739		
185/29	0,170	0,17										0,403	2,781		
240/39	0,132	0,132										0,394	2,844	0,424	2,641
300/48	0,106	0,107												0,417	2,686
400/564	0,080	0,08												0,408	2,745
2x120														0,343	3,278
2x150														0,339	3,315
2x185														0,336	3,345
2x240														0,332	3,390

Ghi chú : Trong số liệu tiết diện dây : tử số : tiết diện định mức của dây, mẫu số tiết diện lõi thép. Đối với dây nhôm đường kính nhỏ hơn dây nhôm lõi thép nên X lớn hơn còn B nhỏ hơn một chút so với dây nhôm lõi thép, khi cần có thông số chính xác thì phải tính theo công thức và theo D thực tế của đường dây.

Bảng 2.2. Thông số của cáp cách điện giấy hoặc chất dẻo lõi nhôm(A) và đồng (Cu)

Tiết diện mm ²	Điện trở Ω/km		Cảm kháng Ω/km Điện áp –kV:				Dung dẫn 10–6.1/Ω/km Điện áp –kV			
	A	Cu	6	10	22	35	6	10	22	35
1,5	20,6	12,3	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	12,1	7,35	—	—	—	—	—	—	—	—
4	7,75	4,60	—	—	—	—	—	—	—	—
6	5,17	3,07	—	—	—	—	—	—	—	—
10	3,10	1,84	0,110	0,122	—	—	62,8	—	—	—
16	1,94	1,15	0,102	0,113	—	—	72,2	—	—	—
25	1,24	0,74	0,091	0,099	0,135	—	88,0	72,2	53,5	—
35	0,89	0,52	0,087	0,095	0,129	—	37,2	85,0	60,0	—
50	0,62	0,37	0,083	0,090	0,119	—	114	91,0	66,0	—
70	0,443	0,26	0,080	0,066	0,116	0,137	127	97,5	75,5	56,5
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,110	0,126	134	110	81,5	63,0
121	0,258	0,153	0,076	0,081	0,107	0,120	116	116	100	75,5
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,104	0,116	162	138	110	81,5
185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,101	0,113	169	141	119	88,0
240	0,119	11,077	0,071	0,075	—	—	185	144	132	97,3
300	0,103	0,061	—	—	—	—	—	—	144	103,6

Bảng 2.3. Dòng điện cho phép của dây đồng và nhôm**1. Dây đồng**

Tiết diện định mức mm ²	Tiết diện tính toán mm ²	Đường kính mm ²	Khối lượng kg/km	Dòng điện cho phép –A	
				Đặt ngoài trời	Đặt trong nhà
4	3,94	1,2	35	50	25
6	5,85	2,7	52	70	35
10	9,79	3,5	87	95	60
16	15,5	5,0	140	130	100
25	24,5	6,3	221	180	140
35	34,1	7,5	323	220	175
50	48,5	8,9	439	270	220
70	68,3	10,7	618	340	280
95	92,5	12,5	837	415	340
120	117	14,0	1058	485	405
150	148	15,8	1338	570	465
185	180	17,4	1627	640	530

2. Dây nhôm

Tiết diện định mức mm ²	Tiết diện tính toán mm ²	Đường kính mm ²	Khối lượng kg/km	Dòng điện cho phép –A	
				Đặt ngoài trời	Đặt trong nhà
16	15,9	5,1	41	105	80
25	24,7	6,4	68	135	105
35	34,4	7,5	95	170	110
50	49,5	9,0	136	215	135
70	69,3	10,7	191	265	170
95	93,3	12,4	257	325	215
120	117	14,0	322	375	260
150	148	15,8	407	440	310
185	183	17,5	503	500	370
240	239	20,0	656	610	425

3. Dây nhôm lõi thép:

Dây AC

Tiết diện định mức mm ²	Tiết diện tính toán Nhôm/thép mm ²	Đường kính mm ²	Khối lượng kg/km	Dòng điện cho phép, khi đặt ngoài trời A
16	15,3/2,5	5,4	62	105
25	22,8/3,8	6,6	92	135
35	36,9/6,2	8,4	150	170
50	48,3/8,0	9,6	196	220
70	68,0/11,3	11,4	275	275
95	95,5/15,9	13,5	386	335
120	115/22,0	15,2	492	380
150	148/26,6	17,0	617	445
185	181/34,4	19,0	771	515
240	238/43,1	21,6	997	610
300	295/56,3	24,2	1257	700
400	395/72,2	28,0	1660	800

Dây ACO dây nhôm lõi thép giảm nhẹ

Tiết diện định mức mm ²	Tiết diện tính toán Nhôm/thép mm ²	Đường kính mm ²	Khối lượng kg/km	Dòng điện cho phép, khi đặt ngoài trời A
150	148/17,8	16,6	559	450
185	181/22,0	18,4	687	505
240	243/31,7	21,6	937	605
300	291/37,2	23,5	1098	690
400	392/49,5	27,2	1501	825
500	482/59,7	30,2	1836	945

Dây ACY dây nhôm tăng cường

Tiết diện định mức mm ²	Tiết diện tính toán Nhôm/thép mm ²	Đường kính mm ²	Khối lượng kg/km	Dòng điện cho phép, khi đặt ngoài trời A
120	116/26,6	15,5	530	375
150	147/34,4	17,5	678	450
185	185/43,1	19,6	850	515
240	241/56,3	22,4	1111	610
300	297/72,2	25,2	1390	705
400	400/93,3	29,0	1840	850

Bảng 2.4. Các hệ số hiệu chỉnh dòng điện cho phép của cáp

a) Hệ số hiệu chỉnh K₁ dòng điện cho phép của dây dẫn trần và bọc cách điện, cáp ngầm, thanh cái theo nhiệt độ của đất và không khí

Nhiệt độ tính toán của môi trường. °C	Nhiệt độ tiêu chuẩn của ruột. °C	Hệ số hiệu chỉnh dòng điện cho phép theo nhiệt độ môi trường, °C							
		15	20	25	30	35	40	45	50
15	80	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,09	1,04	1,00	0,90	0,80	0,80	0,80	0,74
25	70	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

b) Hệ số hiệu chỉnh K₂ khi nhiều cáp làm việc đặt song song trong đất có hoặc không có ống

Số lượng cáp	1	2	3	4	5	6
Khoảng trống giữa các cáp, mm						
100	1,0	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

c) Hệ số hiệu chỉnh K_2 theo số cáp đặt trong khối hệ số a

Tiết diện ruột cáp, mm ²	Số cáp trong khối			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

d) Hệ số hiệu chỉnh theo điện áp danh định

Điện áp danh định của cáp	10	6	Đến 3
Hệ số b	1	1,05	1,09

e) Hệ số hiệu chỉnh theo phụ tải trung bình ngày đêm

S _{tb} S _{dm}	1,0	0,85	0,7
Hệ số c	1,0	1,07	1,16

f) Hệ số hiệu chỉnh theo nhiệt trở suất của đất

Đặc điểm của đất	Nhiệt trở suất, cm ² /KW	Hệ số hiệu chỉnh
Cát có độ ẩm trên 9%, đất sét pha cát có độ ẩm trên 1%	80	1,05
Đất và cát có độ ẩm 7 - 9%, đất sét pha cát có độ ẩm 12 - 14%	120	1,00
Cát có độ ẩm trên 4 và nhỏ hơn 7%, đất sét pha cát có độ ẩm 8 - 12%	200	0,87
Cát có độ ẩm tới 4%, đất đá	300	0,75

Bảng 2.5. Nhiệt độ cho phép của dây dẫn – θ_{CP} ($^{\circ}\text{C}$) :

Dây dẫn	Nhiệt độ cho phép lâu dài	Nhiệt độ cho phép ngắn hạn	Nhiệt độ cho phép lớn nhất		Nhiệt độ cho phép khi ngắn mạch
Thanh dẫn và dây trần					
Đồng	70	125			300
Nhôm	70	125			200
Cáp cách điện giấy			Đồng	Nhôm	
Đến 3 kV	80	125	200	150	200
Đến 6 kV	65	100	200	150	200
Đến 10 kV	70	90	200	150	200
22-220 kV	65		125	—	125
Cáp cách điện PVC					150
– Tiết diện đến 300 mm ²	65		160	160	
– Tiết diện > 300 mm ²	65		140	140	
Cáp cách điện cao su					
Thường	55	100	150	150	150
Chịu nhiệt	65	110	150	150	
cáp cách điện polietilen	70	80	120	120	120
Dây đồng trần với lực kéo :					
– <2 daN/mm ²	90				250
– ≥2 daN/mm ²	90				200
Dây nhôm trần với lực kéo :					
– <1 daN/mm ²	90				200
– ≥1 daN/mm ²	90				160
Phần nhôm của dây AC	90				200
Dây siêu nhiệt	150 và 210				

Bảng 2.6. K_{qt} trong 5 ngày đêm liên của cáp cách điện giấy $U_{dm} \leq 10\text{kV}$

Hệ số tải $k_t = I_w/I_{CP}$	Điều kiện lắp đặt	Hệ số quá tải cho phép k_{qt} trong thời gian quá tải t [h]		
		1	2	3
60%	Trong đất	1,50	1,35	1,25
	Trong không khí	1,30	1,25	1,15
80%	Trong đất	1,35	1,25	1,20
	Trong không khí	1,25	1,20	1,15

Bảng 2.7. Thông số của đường dây trên không loại AC và A

Tiết diện	$R_0 \Omega/\text{km}$		0,4 kV	6,10 kV	20 kV		35 kV		110 kV		
mm^2	A	AC	X_0 Ω/km	X_0 Ω/km	X_0 Ω/km	b_0 $10^6/\Omega\text{km}$	X_0 Ω/km	b_0 $10^6/\Omega\text{km}$	X_0 Ω/km	b_0 $10^6/\Omega\text{km}$	
25	0,180	1,6	0,35	0,412	0,426	2,64					
35/6,2	0,790	0,85	0,33	0,400	0,414	2,72	0,438	2,59			
50/8	0,592	0,59	0,32	0,392	0,405	2,78	0,429	2,65			
70/11	0,420	0,42	0,31	0,381	0,395	2,86	0,418	2,72	0,441	2,57	
95/16	0,299	0,31	0,30	0,370	0,384	2,94	0,405	2,79	0,430	2,64	
120/19	0,245	0,25	0,30	0,363	0,377	3,00	0,400	2,85	0,423	2,69	
150/24	0,194	0,19		0,357	0,371	3,05	0,393	2,90	0,415	2,74	
185/29	0,159	0,16	220 kV:							0,409	2,78
205/27	0,140	0,14						x_0	b_0	0,406	2,80
240/32	0,120	0,12						0,430	2,64	0,401	2,84
300/39	0,100	0,10						0,424	2,68		
400/51	0,070	0,07						0,415	0,274		
450/56								0,419	0,276		

Bảng 2.8. Thông số của cáp cách điện giấy hoặc chất dẻo

Tiết diện	R_0 Ω/km		0,4kV	6,10 kV		10 kV		20 kV		35 kV	
mm^2	Cu	Al	X_0 Ω/km	X_0 Ω/km	q_{c0} kVar/km	X_0 Ω/km	q_{c0} kVar/km	X_0 Ω/km	q_{c0} kVar/km	X_0 Ω/km	q_{c0} kVar/km
10	1,84	3,1	0,073	0,11	2,3						
16	1,15	1,94	0,068	0,102	2,6	0,113	5,9				
25	0,74	1,24	0,066	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8		
35	0,52	0,89	0,064	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6		
50	0,37	0,62	0,063	0,083	5,2	0,09	11,7	0,119	31,8		
70	0,26	0,443	0,061	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,06	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,06	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,059	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,059	0,073	11,7	0,077	20	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,058	0,071	13,0	0,075	21,5				

Bảng 2.9. Các số liệu tính toán dây đồng và dây nhôm

Tiết diện định mức, mm ²	Tiết diện tính toán, mm ²	Đường kính tính toán, mm	Điện trở suất khi nhiệt độ 20°C, Ω/km không lớn hơn	Khối lượng tính toán của dây dẫn, kg/km
M				
4	3,94	2,2	4,65	35
6	5,85	2,7	3,06	52
10	9,79	3,5	7,81	87
16	15,5	5,0	1,20	140
25	24,5	6,3	0,74	221
35	34,1	7,5	0,54	323
50	48,5	8,9	0,39	439
70	68,3	10,7	0,28	618
95	92,5	12,5	0,20	837
120	117	14,0	0,158	1058
150	148	15,8	0,123	1338
185	180	17,4	0,103	1627
240	234	19,9	0,078	2120
300	288	22,1	0,062	2608
400	389	25,6	0,047	3521
A				
16	15,9	5,1	1,98	41
25	24,7	6,4	1,28	68
35	34,4	7,5	0,92	95
50	49,5	9,0	0,64	136
70	69,3	10,7	0,46	191
95	93,3	12,4	0,34	257
120	117	14,0	0,27	322
150	148	15,8	0,21	407
185	183	17,5	0,17	503
240	239	20,0	0,132	656
300	298	22,4	0,106	817
400	396	25,8	0,080	1087
500	501	29,1	0,063	1376
60	604	32,0	0,052	1658

Bảng 2.10. Các số liệu tính toán của dây nhôm lõi thép

Tiết diện định mức của dây dẫn, mm ²	Tiết diện tính toán của dây dẫn, mm ²		Đường kính tính toán		Điện trở khi nhiệt độ +20°C, Ω/km không lớn hơn	Khối lượng tính toán của dây dẫn, kg/km
	Phần nhôm dẫn điện của dây dẫn	Lõi thép	Dây dẫn	Lõi thép		
AC						
10	10,1	1,13	4,4	1,2	3,12	36
16	15,3	2,50	5,4	1,8	2,06	62
25	22,8	3,80	6,6	2,2	1,38	92
35	36,9	6,20	8,4	2,8	0,85	150
50	48,3	8,0	9,6	3,2	0,65	196
70	68,0	11,3	11,4	3,8	0,46	275
95	95,5	15,9	13,5	4,5	0,33	386
120	115	22,0	15,2	6,0	0,27	492
150	148	26,6	17,0	6,6	0,21	617
185	181	34,4	19,0	7,5	0,17	771
240	238	43,1	21,6	8,4	0,132	997
300	295	56,3	24,2	9,6	0,107	1257
400	395	72,2	28,0	11,0	0,080	1660
ACO						
150	148	17,8	16,6	5,4	0,21	559
185	181	22,0	18,4	6,0	0,17	687
240	243	31,7	21,6	7,2	0,130	937
(X)	191	37,2	23,5	7,8	0,108	1098
400	392	49,5	27,2	9,0	0,080	1501
500	482	59,7	30,2	10,0	0,065	1836
600	578	72,2	33,1	11,0	0,055	2206
700	712	93,3	37,1	12,5	0,044	2756
ACY						
120	116	26,6	15,5	6,6	0,28	530
150	147	34,4	17,5	7,5	0,21	678
185	185	43,1	19,6	8,4	0,17	850
240	241	56,3	22,4	9,6	0,131	1111
300	297	72,2	15,2	11,0	0,106	1390
400	400	93,3	29,0	12,5	0,079	1840

Bảng 2.11. Dòng điện cho phép của dây ruột đồng bọc cao su hoặc PVC

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép(A)					
	Dây đặt hở	Dây đặt chung trong ống				
		2 dây một ruột	3 dây một ruột	4 dây một ruột	1 dây hai ruột	1 dây ba ruột
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1,0	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30	27	25	25	25	21
4	41	38	35	30	32	27
6	50	46	42	40	40	34
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	SO	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

Bảng 2.12. Dây dẫn ruột đồng, cách điện cao su trong vỏ bảo vệ bằng kim loại và cáp ruột đồng cách điện cao su trong vỏ chì, PVC hoặc cao su, có hoặc không có đai thép

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép (A) (1)				
	Dây và cáp				
	Một ruột	Hai ruột		Ba ruột	
	Khi đặt trong				
	Không khí	Không khí	Đất	Không khí	Đất
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180

50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	485	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	-	-	-	-

Bảng 2.13. Dây dẫn ruột nhôm, cách điện cao su hoặc PVC

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép (A)					
	Dây đặt hở	Dây đặt chung trong một ống				
		2 dây một ruột	3 dây một ruột	4 dây một ruột	1 dây hai ruột	1 dây ba ruột
2,5	24	20	19	19	19	16
4	32	28	28	23	25	21
6	39	36	32	30	31	26
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-
400	645	-	-	-	-	-

Bảng 2.14. Cáp ruột nhôm, cách điện cao su hoặc chất dẻo có vỏ chì, PVC hoặc cao su, có hoặc không có đai thép

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép (A) (1)				
	Một ruột	Hai ruột		Ba ruột	
		Không khí	Đất	Không khí	Đất
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115

35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

Bảng 2.15. Cáp mềm ruột đồng, cách điện cao su di động trong hầm mỏ

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép (A) (1)		
	Một ruột	Hai ruột	Ba ruột
0,5	-	12	-
0,75	-	16	14
1,0	-	18	16
1,5	-	23	20
2,5	40	33	28
4	50	43	36
6	65	55	45
10	90	75	60
16	120	95	80
25	160	125	105
35	190	150	130
50	235	185	160
70	290	235	200

Ghi chú: (1) Đối với cáp có hoặc không có ruột nối đất.

Bảng 2.16. Cáp mềm ruột đồng, cách điện cao su di động cho xí nghiệp than bùn

Tiết diện ruột, mm ²	Dòng điện cho phép (A) (1)		
	0,5kV	3kV	6kV
6	44	45	47
10	60	60	65
16	80	80	85
25	100	105	105
35	125	125	130
50	155	155	160
70	190	195	-

Ghi chú: (1) Đối với cáp có hoặc không có ruột nối đất.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Trần Bách – *Lưới điện và hệ thống điện tập 1, 2, 3*. NXB Khoa học & Kỹ thuật, 2000.
- [2] Bùi Ngọc Thư. *Mạng lưới điện*. NXB Khoa học & Kỹ thuật. 2005.
- [3] Nguyễn Văn Đạm. *Mạng lưới điện*. NXB Khoa học & Kỹ thuật. 2000.
- [4] B.A.Venikov, V.A.Stroiev. *Elektricheskie systemy i elektricheskie seti*– Moskva 1998.
- [5] *Electric power transmission system* – Turan Gonen–John Wiley & Sons, New York 1988.
- [6] *Electric power distribution system engineering* – Turan Gonen–McGraw–Hill New York 1986.
- [7] *Power system analysis*– John J. Grainger, William D.Stevenson Jr. – McGraw– Hill New York 1994.
- [8] *Electric Power systems* –B. M. Weedy, B.J. Cory–John Wiley & Sons, New York 1998.
- [9] *Electric power distribution*– A.S. Pabla– Mc. Graw–Hill New Delhi 2004.
- [10] *Electricity distribution network design*– E. Lakervi and E.J.Holmes – London 1995.
- [11] *Standard handbook for Electrical Engineers*– McGraw–Hill New York 1987.
- [12] A. Kozlov, *Elektrosnabzhenie gorodov*. Leningrad 1988.
- [13] *Elektrotekhnicheski spravochnik III*. Moskva 1988.
- [14] N.A.Melnikov, *Elektricheskie seti i systemy*. Moskva 1975.
- [15] B.M. Blok, *Posobie k kurcovomu i diplomnovu proektirovaniu dla elektroenergeticheskikh. Spetsialnostei*–Moskva 1981.
- [16] S. W.Director– *Powersystem analysis*– McGRAW–Hill–1994.
- [17] Z.Kovalski– *ASYMETRIA W Ukldach elektroenergeticznnych*. Warszawa. 1987.
- [18] V.V. Kernevo, G.E. Pospelov, V.T.Fedin, *Mestnie elektricheskie seti* – Minsk 1972.

MỤC LỤC

<i>Lời giới thiệu</i>	3
 Chương 1. KHÁI QUÁT VỀ LƯỚI ĐIỆN	
1.1. Định nghĩa và phân loại lưới điện.....	5
1.1.1. Định nghĩa và cấu trúc cơ bản	5
1.1.2. Điện áp danh định và điện áp vận hành của lưới điện.....	7
1.1.3. Phân loại lưới điện	8
1.2. Sơ đồ lưới điện.....	9
1.2.1. Lưới hệ thống.....	9
1.2.2. Lưới truyền tải	10
1.2.3. Lưới phân phối điện trung áp.....	11
1.2.4. Lưới phân phối điện hạ áp	16
1.3. Cấu tạo các phần tử chính của lưới điện	18
1.3.1. Đường dây	18
1.3.2. Trạm biến áp.....	20
1.3.3. Tủ bù, kháng.....	23
1.4. Các chế độ làm việc của lưới điện	24
1.4.1. Định nghĩa	24
1.4.2. Chế độ xác lập	24
1.4.3. Chế độ quá độ	25
1.5. Yêu cầu đối với lưới điện và khả năng tải của lưới điện.....	26
1.5.1. Yêu cầu về kỹ thuật và kinh tế đối với lưới điện.....	26
1.5.2. Khả năng tải của lưới điện	27
1.6. Phụ tải điện.....	29
1.6.1. Thiết bị dùng điện.....	29
1.6.2. Định nghĩa phụ tải điện	30
1.6.3. Các tính chất của phụ tải điện.....	31
1.6.4. Đồ thị phụ tải	32
1.6.5. Yêu cầu của phụ tải đối với hệ thống điện.....	35
1.6.6. Các công thức tính phụ tải (hình 1.20).....	35
Câu hỏi ôn tập.....	37
 Chương 2. THÔNG SỐ VÀ SƠ ĐỒ THAY THẾ CỦA LƯỚI ĐIỆN	
2.1. Thông số và sơ đồ thay thế của đường dây điện.....	38
2.1.1. Sơ đồ tính toán của đường dây điện	38

2.1.2. Thông số và sơ đồ thay thế của đường dây	39
2.1.3. Sơ đồ thay thế của đường dây	46
2.2. Thông số của máy biến áp	47
2.2.1. Máy biến áp hai cuộn dây	47
2.2.2. Máy biến áp ba cuộn dây	50
2.2.3. Máy biến áp tự ngẫu	51
Câu hỏi ôn tập	54

Chương 3. ĐẶC TÍNH TRUYỀN TẢI ĐIỆN NĂNG

3.1. Tổn thất điện áp	57
3.1.1. Tổn thất điện áp tính theo dòng điện, vectơ điện áp	57
3.1.2. Tính toán tổn thất điện áp theo công suất	59
3.2. Tổn thất công suất trên đường dây	62
3.3. Tổn thất điện năng trên đường dây	64
3.3.1. Công thức tổng quát	64
3.3.2. Tính theo đồ thị phụ tải	64
3.3.3. Tính theo thời gian tổn thất công suất lớn nhất	65
3.3.4. Tính tổn thất điện năng theo dòng điện trung bình bình phương	67
3.4. Tổn thất điện áp, công suất và điện năng trong máy biến áp	71
3.4.1. Tổn thất điện áp trong máy biến áp (MBA)	71
3.4.2. Tổn thất công suất trong máy biến áp	72
3.4.3. Tổn thất điện năng trong máy biến áp	74
Câu hỏi ôn tập	75

Chương 4. TÍNH TOÁN CHẾ ĐỘ XÁC LẬP CỦA LƯỚI PHÂN PHỐI

4.1. Khái niệm chung	76
4.1.1. Các chế độ làm việc của lưới điện	76
4.1.2. Các chế độ và thông số chế độ cần tính toán	78
4.1.3. Các giản ước cho phép khi tính toán	79
4.2. Tính toán chế độ đối xứng lưới phân phối trung áp 3 pha 3 dây	80
4.2.1. Tính chế độ khi biết giá trị phụ tải ở cùng một thời điểm	80
4.2.2. Tính lưới phân phối trung áp theo công suất max của phụ tải	87
4.2.3. Tính lưới phân phối biết công suất max chung	95
4.3. Tính toán lưới phân phối trung áp 3 pha 4 dây	96
4.3.1. Tổn thất điện áp trên 1 đoạn lưới phân phối	96
4.3.2. Tính lưới phân phối 3p4 theo công suất max của phụ tải	99
4.3.3. Tính lưới phân phối 3p4 khi phụ tải phân bố đều	101

4.4. Tính lưới phân phối hạ áp.....	101
4.4.1. Lưới hạ áp 3 pha đối xứng	101
4.4.2. Tính lưới phân phối hạ áp không đối xứng	102
Câu hỏi ôn tập.....	104

Chương 5. TÍNH TOÁN LƯỚI HỆ THỐNG VÀ LƯỚI TRUYỀN TẢI

5.1. Phần chung.....	105
5.2. Tính toán lưới hở.....	107
5.2.1. Trường hợp cho biết S_{p1} , S_{p2} , U_2 cần tính $\underline{U}_0$, $\underline{U}_1$, $\underline{S}_{01}$	107
5.2.2. Trường hợp cho biết $\underline{S}_{p1}$, $\underline{S}_{p2}$, $\underline{U}_0$ cần tính $\underline{U}_1$, $\underline{U}_2$, $\underline{S}_{01}$	109
5.3. Tính toán lưới điện kín đơn giản.....	115
5.3.1. Lưới điện kín do một nguồn cung cấp	115
5.3.2. Lưới điện do 2 nguồn cung cấp.....	118
5.4. Tính toán lưới điện có 2 cấp điện áp.....	120
5.5. Tính toán đường dây dài siêu cao áp	121
5.5.1. Phương trình đường dây dài.....	121
5.5.2. Công suất tự nhiên và công suất giới hạn của đường dây dài	122
5.6. Tính toán lưới điện hệ thống	129
5.6.1. Mô hình điện thế nút của lưới điện, phương pháp Gauss – Seidel	129
5.6.2. Mô hình cân bằng công suất nút, phương pháp Newton – Raphson	138

Chương 6. CHỌN TIẾT DIỆN DÂY DẪN TRONG THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN – KHÁI QUÁT VỀ QUY HOẠCH THIẾT KẾ LƯỚI ĐIỆN

6.1. Các loại chi phí cho lưới điện	146
6.1.1. Chi phí vốn đầu tư ban đầu $V_n[d]$	146
6.1.2. Chi phí hoạt động và bảo dưỡng $HBt[d]$	147
6.1.3. Chi phí chi tổn thất công suất và tổn thất điện năng	148
6.1.4. Chi phí cho độ tin cậy	149
6.2. Các chỉ tiêu kinh tế – kỹ thuật lựa chọn dây dẫn.....	150
6.2.1. Tiết diện tối ưu và các điều kiện kỹ thuật	150
6.2.2. Chỉ tiêu kinh tế chọn tiết diện dây dẫn	151
6.2.3. Khoảng chia kinh tế.....	156
6.2.4. Các điều kiện kỹ thuật	159
6.3. Chọn tiết diện dây dẫn theo mật độ kinh tế.....	163
6.4. Chọn tiết diện dây dẫn theo tổn thất điện áp cho phép.....	166
6.4.1. Nói chung.....	166
6.4.2. Toàn lưới điện cùng một tiết diện	168
6.4.3. Chọn dây dẫn theo điều kiện cùng tiết diện dây dẫn cho toàn đường trục	169
6.4.4. Chọn dây dẫn theo điều kiện khối lượng kim loại màu nhỏ nhất	172
6.4.5. Chọn dây dẫn theo tổn thất điện năng nhỏ nhất.....	174

6.5. Chọn, kiểm tra tiết diện dây dẫn theo dòng điện phát nóng cho phép kết hợp với thiết bị bảo vệ	175
6.5.1. Lưới điện dưới 1000V	175
6.5.2. Lưới điện trung áp	180
6.6. Chọn máy biến áp	180
6.7. Khái quát về quy hoạch thiết kế lưới điện	181
6.7.1. Quy hoạch, thiết kế và cải tạo lưới điện	181
6.7.2. Các bài toán kinh tế phải làm khi quy hoạch, thiết kế và cải tạo lưới điện	182
6.7.3. Phương pháp chung so sánh các phương án và luận chứng công trình điện	183
6.7.4. Thời gian đưa công trình điện vào vận hành	186
Câu hỏi ôn tập	187

Chương 7. VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN

7.1. Nhiệm vụ vận hành lưới điện	188
7.1.1. Công tác vận hành lưới điện	188
7.1.2. Mục đích của vận hành lưới điện	188
7.1.3. Các thiết bị dùng cho mục đích điều khiển lưới điện	188
7.1.4. Phương thức vận hành lưới điện	189
7.2. Điều chỉnh điện áp trong lưới điện	190
7.2.1. Chất lượng điện năng	190
7.2.2. Mục đích và phương thức điều chỉnh điện áp	193
7.2.3. Điều chỉnh điện áp trên lưới hệ thống và truyền tải	196
7.2.4. Điều chỉnh điện áp trong lưới phân phối	197
7.2.5. Đầu phân áp cố định ở MBA PP	206
7.2.6. Tính toán điều chỉnh điện áp	207
7.2.7. Điều chỉnh điện áp bằng bù ngang và bù dọc	209
7.2.8. Các biện pháp giảm dao động điện áp, không đối xứng và không sin	211
7.3. Giảm tổn thất điện năng	214
7.3.1. Tổn thất công suất và tổn thất điện năng	214
7.3.2. Bù kinh tế công suất phản kháng trong lưới phân phối	216
7.3.3. Một số bài toán bù đơn giản	222
7.3.5. Vận hành kinh tế lưới điện	227
Câu hỏi ôn tập	231
Phụ lục	232
Phụ lục 1. Máy biến áp	232
Phụ lục 2. Thông số đường dây điện	239
Tài liệu tham khảo	254

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

GIÁO TRÌNH LƯỚI ĐIỆN

Mã số : 7B670M7 – DAI

In 1.000 cuốn (QĐ 75), khổ 16 x 24, tại Công ty CP In Phúc Yên.

Địa chỉ : Đường Trần Phú, thị xã Phúc Yên.

Số ĐKKH xuất bản : 17 – 2007/CXB/81 – 2217/GD.

In xong và nộp lưu chiểu tháng 10 năm 2007.



CÔNG TY CỔ PHẦN SÁCH ĐẠI HỌC - DẠY NGHỀ
HEVOBCO

25 HÀN THUYỀN – HÀ NỘI

Website : www.hevobco.com.vn



VƯƠNG MIỆN KIM CƯƠNG
CHẤT LƯỢNG QUỐC TẾ

TÌM ĐỌC SÁCH THAM KHẢO KỸ THUẬT CỦA NHÀ XUẤT BẢN GIÁO DỤC

- | | |
|---|-----------------|
| 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 Chấn |
| 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 |
| 10. Máy điện 2 | Bùi Đức Hùng |
| 11. Giáo trình Vận hành và sửa chữa thiết bị điện | Nguyễn Đức Sỹ |

Bạn đọc có thể mua tại các Công ti Sách - Thiết bị trường học ở các địa phương hoặc các Cửa hàng sách của Nhà xuất bản Giáo dục :

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 6.

Tại Thành phố Cần Thơ : Số 5/5, đường 30/4 ;

Website : www.nxbgd.com.vn



8 934980 763285



Giá: 28.000 đ