

**Ví dụ 5.2:** Hệ thống điện có năm tổ máy phát, trong đó ba tổ máy có công suất  $P_F = 150$  MW với độ dốc  $k_F = 16$ ; Các tổ còn lại có  $P_F = 200$  MW với  $k_F = 17,2$ . Phụ tải của hệ thống là  $P_{pt} = 650$  MW với  $k_{pt} = 1,7$ . Khi phụ tải tăng giá trị của tần số giảm đi 0,2% so với giá trị định mức. Hãy cho biết lượng tăng của phụ tải là bao nhiêu? Các máy phát tham gia điều tần sẽ phát thêm công suất bao nhiêu?

**Giải:** Trước hết xác định hệ số dự phòng của hệ thống

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}} = \frac{3.150 + 2.200}{650} = 1,31$$

Độ dốc trung bình

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_F k_F}{\sum P_F} = \frac{3.150.16 + 2.200.17,2}{3.150 + 2.200} = 15,62$$

Giá trị tần số giảm so với định mức

$$\Delta f = -\frac{\Delta f\%.f_n}{100} = -\frac{0,2.50}{100} = -0,1 \text{ Hz}$$

Lượng phụ tải tăng

$$\Delta P = \Delta f \frac{P_{pt}(k_{df}.k_{F.tb} + k_{pt})}{f_n} = 0,15 \frac{650(1,3.16,94 + 1,7)}{50} = 31,01 \text{ MW}$$

Sau khi điều chỉnh mỗi máy phát 150 sẽ phát thêm

$$\Delta P_{F1} = -P_F \frac{\Delta f}{f_n} k_F = -150 \frac{-0,1}{50} 16 = 4,8 \text{ MW}$$

Mỗi tổ máy 200 sẽ phát thêm

$$\Delta P_{F2} = 200 \frac{0,1}{50} 18 = 7,2 \text{ MW}$$

Đây là công suất tăng tạm thời do tần số giảm, khi tần số đã được điều chỉnh lên giá trị yêu cầu thì các tổ máy này lại phát công suất như cũ.

**Ví dụ 5.3:** Hệ thống điện có tổng phụ tải là  $P_{pt} = 1450$  MW với độ dốc  $k_{pt} = 1,5$ , đột nhiên phụ tải tăng thêm 75 MW. Hãy tính độ lệch tần số khi a, không có điều tốc;

b, có điều chỉnh tần số với  $k_F = 18$ ;

c, như trường hợp b, nhưng chỉ có 70 % công suất tham gia điều tốc.

Biết công suất dự trữ nóng của hệ thống là 350 MW.

**Giải:** a, Độ lệch tần số khi không có điều tốc

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} k_{pt}} = \frac{50.75}{1450.1,5} = - 1,724 \text{ Hz}$$

b, Khi có điều tốc:

Tổng công suất của hệ thống kể cả dự trữ

$$P_F = P_{pt} + P_{df} = 1450 + 350 = 1800 \text{ MW}$$

Hệ số dự phòng

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}} = \frac{1800}{1450} = 1,24$$

Độ lệch tần số

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{df} k_F + k_{pt})} = - \frac{50.75}{1450.(1,24.18 + 1,5)} = - 0,109 \text{ Hz}$$

c, Khi chỉ có 70% công suất tham gia điều tốc:

$$k_{F.tb} = 0,7.k_F = 0,7.18 = 12,6$$

Độ lệch tần số

$$\Delta f = - \frac{50.75}{1450.(1,24.12,6 + 1,5)} = - 0,151 \text{ Hz}$$

**Ví dụ 5.4:** Hệ thống điện gồm 6 tổ máy phát với các thông số cho trong bảng sau:

Máy phát	$P_F$ , MW	Số lượng	$k_F$
I	200	2	16
II	150	2	19
III	100	2	18

Tổng phụ tải  $P_{pt} = 650$  MW với  $k_{pt} = 1,5$ .

Hỏi cần phải có thêm lượng dự phòng bao nhiêu để khi phụ tải tăng thêm 80 MW tần số không lệch quá  $-0,2$  Hz so với giá trị định mức?

**Giải:**

Từ biểu thức 
$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{df} k_F + k_{pt})}$$

Ta rút ra 
$$k_{df} = - \frac{f_n \Delta P}{\Delta f \cdot P_{pt} \cdot k_F} - \frac{k_{pt}}{k_{F.tb}}$$

Xác định độ dốc trung bình

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_F k_F}{\sum P_F} = \frac{2 \cdot 200 \cdot 16 + 2 \cdot 150 \cdot 19 + 2 \cdot 100 \cdot 18}{2(200 + 150 + 100)} = 17,44$$

Vậy hệ số dự phòng

$$k_{df} = \frac{50 \cdot 80}{0,2 \cdot 650 \cdot 17,44} - \frac{1,5}{17,44} = 1,678$$

Tổng công suất cần thiết của hệ thống là

$$P_{\Sigma} = k_{df} \cdot P_{pt} = 1,678 \cdot 650 = 1090,6 \text{ MW}$$

Vậy lượng dự phòng cần thêm là

$$P_{df} = P_{\Sigma} - \sum P_F = 1090,6 - 2(200 + 150 + 100) = 190,6 \text{ MW.}$$

### **Bài tập tự giải**

1. Một thiết bị có phụ tải phản kháng  $Q = 316$  kVAr, hãy so sánh độ dao động điện áp khi đóng cắt phụ tải trong hai trường hợp:

a) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất  $S = 1,6$  MVA;

b) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất  $S = 2,5$  MVA;

2. Hệ thống điện có sáu tổ máy phát, trong đó ba tổ máy cỡ công suất  $P_F = 200$  MW với độ dốc  $k_F = 18$ ; Các tổ còn lại có  $P_F = 300$  MW với  $k_F = 19,5$ . Phụ tải của hệ thống là  $P_{pt} = 860$  MW với  $k_{pt} = 1,6$ . Hãy tính

toán điều chỉnh sơ cấp sao cho tần số không vượt quá 0,25% so với giá trị định mức.

3. Hệ thống điện có tổng phụ tải là  $P_{pt} = 2400$  MW với độ dốc  $k_{pt} = 1,6$ ; đột nhiên phụ tải tăng thêm 100 MW. Hãy tính độ lệch tần số khi

a, không có điều tốc;

b, có điều chỉnh tần số với  $k_F = 19,5$ ;

c, như trường hợp b, nhưng chỉ có 80 % công suất tham gia điều tốc.

Biết công suất dự trữ nóng của hệ thống là 670 MW.

4. Hệ thống điện gồm bảy tổ máy phát với các thông số cho trong bảng sau

Máy phát	$P_F$ , MW	Số lượng	$k_F$
I	200	3	17,5
II	150	2	18,5
III	100	2	20

Tổng phụ tải  $P_{pt} = 1250$  MW với  $k_{pt} = 1,6$ .

Hỏi cần có lượng dự phòng bao nhiêu để khi phụ tải tăng thêm 120MW tần số không lệch quá - 0,15 Hz so với giá trị định mức?

## Tóm tắt chương 5

Các chỉ tiêu về chất lượng điện

Độ lệch tần số

Độ lệch điện áp

Dao động điện áp cho phép được xác định:

Độ hình sin.

Điện áp hiệu dụng có thể được xác định theo biểu thức:

$$U_{hd} = \sqrt{U_1^2 + \sum U_k^2}$$

Mức độ hình sin có thể đánh giá theo hệ số:

$$k_{ks} = \frac{U - U_1}{U_1} 100\%$$

*\* Sự liên hệ giữa phụ tải và tần số*

Khi tần số tăng dẫn đến sự tiêu thụ công suất phản kháng tổng công suất phản kháng tiêu thụ sẽ giảm. Mặt khác do công suất phản kháng của máy phát  $Q_{Mf}$  tỷ lệ với bậc hai hoặc bậc ba của tần số (tùy thuộc vào sơ đồ kích từ) nên  $Q_{Mf}$  tăng nhiều, dẫn đến sự dư thừa công suất phản kháng trong hệ thống.

Ngược lại khi tần số giảm sẽ dẫn đến sự thiếu hụt công suất phản kháng. Nếu không có dự phòng thì máy phát có thể lâm vào tình trạng quá tải.

*\* Sự liên hệ giữa phụ tải và điện áp*

Sự phụ thuộc giữa công suất tác dụng và điện áp có dạng gần tuyến tính còn sự phụ thuộc giữa công suất phản kháng và điện áp có dạng phi tuyến. Sự phụ thuộc phi tuyến này do những nguyên nhân sau:

- Công suất  $Q$  cho từ hóa các động cơ không đồng bộ và máy biến áp giảm xuống rất mạnh khi điện áp  $U$  giảm;
- Công suất điện kháng tản của đường dây và MBA tăng khi  $U$  giảm;
- Công suất nạp của đường dây giảm theo quan hệ bậc hai khi  $U$  giảm, do đó làm tăng phụ tải phản kháng của hệ thống.

Tăng điện áp trong mạng sẽ làm tăng phụ tải tác dụng tổng trong hệ thống. Việc tăng phụ tải tác dụng làm cho tần số giảm, nếu có dự phòng công suất tác dụng các máy tự động điều chỉnh tần số sẽ ngăn chặn việc giảm tần số.

*Quá trình điều chỉnh tần số*

\* Quá trình điều tần cấp I là quá trình biến đổi tức thời công suất phát khi phụ tải thay đổi nhờ các bộ phận điều chỉnh tốc độ của tuabin trong hệ thống.

Lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_{pt} = + P_{pt} \frac{\Delta f}{f_n} k_{pt}$$

Lượng thay đổi công suất tác dụng của máy phát khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_F = - P_F \frac{\Delta f}{f_n} k_F$$

Lượng thay đổi tần số do phụ tải thay đổi một lượng  $\Delta P$  bằng

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt}(k_{df}k_F + k_{pt})}$$

### \* Điều chỉnh thứ cấp

Điều chỉnh thứ cấp còn gọi là điều chỉnh cấp II, là quá trình tăng công suất máy phát điều tần để đưa tần số về trị số định mức.

\* Điều chỉnh cấp III là phân phối lại công suất theo điều kiện tối ưu.

### Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện

#### \* Điều kiện để điều chỉnh điện áp

- Phải có đủ lượng công suất tác dụng và phản kháng để đáp ứng cho nhu cầu của phụ tải và bù tổn thất.

- Đảm bảo dòng công suất phản kháng trong mạng là nhỏ nhất.

- Khi xét đến điều chỉnh điện áp chúng ta phải chú ý đến các ngưỡng cho phép của độ lệch điện áp tại đầu vào của các hộ dùng điện

#### \* Điều chỉnh điện áp trung tâm

Trước khi muốn tăng mạnh phụ tải phản kháng tổng của hệ thống cần phải tăng kích từ của tất cả các máy phát lên cao nhất để tránh hiện tượng suy sụp điện áp trong toàn hệ thống.

#### Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp

Điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp của các máy

biến áp. Việc điều chỉnh đầu phân áp cần được thực hiện thường xuyên để đảm bảo mức điện áp trên đầu vào của các hộ dùng điện không vượt quá phạm vi cho phép.

### **Câu hỏi ôn tập chương 5**

1. Các chỉ tiêu cơ bản của chất lượng điện.
2. Sự liên hệ tương hỗ giữa phụ tải và tần số.
3. Sự liên hệ tương hỗ giữa phụ tải và điện áp.
4. Quá trình điều chỉnh tần số cấp I.
5. Quá trình điều chỉnh tần số cấp II và cấp III.
6. Điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố được thực hiện như thế nào?
7. Điều chỉnh điện áp trung tâm.
8. Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp.

## Chương 6

# NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

### 6.1. Đại cương về độ tin cậy cung cấp điện

Nhiệm vụ cơ bản của hệ thống điện là cung cấp cho các hộ dùng điện đủ số lượng và chất lượng, tuy nhiên, do hàng loạt nguyên nhân khác nhau, việc cung cấp điện hoặc bị giảm về số lượng, hoặc bị giảm về chất lượng. Điều đó phụ thuộc vào độ tin cậy của hệ thống điện. Về phần mình, độ tin cậy của hệ thống lại phụ thuộc vào xác suất xảy ra sự cố hỏng hóc của các thiết bị khác nhau trong hệ thống điện.

*Hỏng hóc* là sự kiện phá vỡ khả năng làm việc bình thường của các phần tử hệ thống. Sự hỏng hóc của các thiết bị dẫn đến sự cố trong mạng điện.

*Sự cố* là những hỏng hóc ngẫu nhiên của thiết bị, gây gián đoạn cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ. Sự gián đoạn cung cấp điện còn có thể do dự báo nhu cầu năng lượng thiếu chính xác, các hiện tượng thiên nhiên như hạn hán, bão lụt, sấm sét v.v. làm giảm công suất phát của các nhà máy điện và làm giảm khả năng truyền tải điện năng của các phần tử hệ thống điện.

*Độ tin cậy cung cấp điện (ĐTCCĐ)* là khả năng hệ thống có thể đảm bảo cung cấp điện liên tục và chất lượng cho các hộ dùng điện. Độ tin cậy trong chừng mực nhất định có thể coi là xác suất bảo toàn cung cấp điện của hệ thống khi xảy ra các hiện tượng khác nhau ảnh hưởng đến tính liên tục và chất lượng cung cấp điện. Độ tin cậy cung cấp điện là một trong những chỉ tiêu quan trọng của hệ thống điện, nó phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố khách quan và chủ quan. Việc tính toán ĐTCCĐ phải được quán triệt ngay từ khi thiết kế hệ thống điện. Thêm vào đó, trong



quá trình vận hành mạng điện cần phải thường xuyên khôi phục độ tin cậy của từng phần tử và của cả hệ thống. Có hai quan điểm về khôi phục chức năng làm việc của các phần tử là:

- Phát hiện hỏng hóc và tiến hành sửa chữa, khôi phục lại chức năng của thiết bị.
- Phần tử hỏng sẽ bị loại bỏ, thay mới hoàn toàn.

Trong thực tế, phụ thuộc vào vốn đầu tư có thể quan điểm này hay quan điểm kia được ưu tiên, nhưng thường thì người ta kết hợp cả hai quan điểm. Sau đây chúng ta làm quen với một số khái niệm, định nghĩa thường gặp.

Độ tin cậy trên phương diện kinh tế được xem xét theo chỉ tiêu thiệt hại do mất điện. Khi bị ngừng cung cấp điện, tùy thuộc vào loại phụ tải sự thiệt hại có thể rất khác nhau. Bài toán xác định thiệt hại do mất điện hết sức phức tạp do có nhiều thiệt hại không thể lượng hoá được trên phương diện kinh tế như uy tín chính trị, ngoại giao, tinh thần v.v. Trên phương diện kinh tế có thể phân biệt những thiệt hại do:

- Ứ đọng vốn đầu tư và tài sản cố định;
- Do hư hỏng sản phẩm;
- Do hư hỏng thiết bị;
- Do đình trệ sản xuất v.v.

Để có thể đánh giá thiệt hại do gián đoạn cung cấp điện dễ dàng người ta phân phụ tải thành năm nhóm:

1. *Nhóm 1* chỉ thiệt hại vì sản xuất bị đình trệ, thiệt hại này do thành phẩm không sản xuất đủ theo yêu cầu. Mức thiệt hại tỷ lệ với thời gian mất điện;
2. *Nhóm 2* không những chỉ thiếu hụt sản phẩm mà còn chủ yếu do quá trình công nghệ bị rối loạn. Để khôi phục đòi hỏi thời gian dài, do đó mức thiệt hại lớn và không tỷ lệ với thời gian mất điện;
3. *Nhóm 3* ngoài việc rối loạn quy trình công nghệ sản xuất còn làm hỏng thành phẩm, do đó làm tăng thiệt hại;

4. *Nhóm 4* khi mất điện làm hư hỏng thiết bị máy móc dẫn đến thiệt hại rất lớn;

5. *Nhóm 5* khi mất điện gây nguy hiểm cho trang thiết bị và con người như gây nổ, cháy v.v.

Những điều trình bày trên đặt cơ sở cho việc xây dựng trình tự cắt phụ tải khi có sự cố trong hệ thống điện với mục tiêu là cực tiểu hoá mức thiệt hại do mất điện. Trong số những nguyên nhân gây gián đoạn cung cấp điện, nguyên nhân do bản thân người vận hành gây nên chiếm tỷ lệ khá lớn, vì vậy việc nâng cao trình độ về lý thuyết và tay nghề cho các nhân viên vận hành là một trong các giải pháp hữu hiệu nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống. Hơn thế nữa, vấn đề nâng cao trình độ cho người vận hành không chỉ được thực hiện một lần, mà là thường xuyên, đặc biệt khi một thiết bị mới được đưa vào sử dụng.

## **6.2. Công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện**

### **6.2.1. Yêu cầu chung**

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong vận hành hệ thống điện là đảm bảo độ tin cậy cho sự hoạt động của các phần tử hệ thống. Dưới góc độ tin cậy, công tác vận hành phải đạt được những yêu cầu cụ thể sau:

- Duy trì đến mức tối đa trạng thái làm việc bình thường của các phần tử;
- Giảm ảnh hưởng của các hỏng hóc đối với chế độ làm việc của hệ thống điện;
- Ngăn chặn những hậu quả của sự cố như làm phân rã hệ thống, suy sụp tần số và điện áp v.v.;
- Giảm đến mức tối thiểu thiệt hại kinh tế do sự cố ngừng cung cấp điện gây nên.

Trong mọi trường hợp nhân viên vận hành cần phải hết sức bình tĩnh, linh hoạt, thao tác rành mạch. Việc loại trừ nhanh sự cố phụ thuộc

nhiều vào sự thao tác nhanh, kịp thời và chính xác của người vận hành. Các nhân viên vận hành nhà máy điện và trạm biến áp tự thực hiện các thao tác cần thiết để loại trừ sự cố, đồng thời thông báo ngay với cấp trên về diễn biến của sự việc. Các điều độ viên mạng điện và hệ thống kiểm tra và giám sát các hoạt động của nhân viên vận hành trong quá trình loại trừ sự cố.

\* Khi xảy ra sự cố, trước tiên các cơ cấu tự động thực hiện:

- Cô lập các phần tử bị sự cố ;
- Đóng nguồn dự phòng cung cấp điện cho các hộ dùng điện;
- Tự động điều tần và điều áp cấp I;
- Tự động sa thải phụ tải;
- Tự động tái đồng bộ.

\* Sau 3 ph nhân viên vận hành bắt đầu can thiệp vào chế độ:

- Khởi động các tổ máy dự phòng lạnh;
- Phân bố lại công suất tác dụng và phản kháng để không làm sụt áp và quá tải đường dây;
- Điều tần cấp II.

### **6.2.2. Các hoạt động độc lập của nhân viên vận hành nhà máy điện và trạm biến áp khi xảy ra sự cố**

Các hoạt động độc lập khi xảy ra sự cố là các hoạt động do các nhân viên vận hành thực hiện theo quy trình, quy phạm đã xác định tại nơi thao tác mà không cần đến sự ra lệnh, chỉ đạo của cấp trên. Mục tiêu của các hoạt động độc lập là loại trừ nhanh sự đe dọa nguy hiểm đến tính mạng con người và thiết bị, nhanh chóng khôi phục cung cấp điện cho các hộ dùng điện, tách riêng khu vực có sự cố ra khỏi hệ thống. Dưới đây là một số trường hợp cụ thể:

- Khi có sự đe dọa trực tiếp đến tính mạng con người nhân viên vận hành được phép cắt bất kỳ một thiết bị nào có liên quan;

- Trong trường hợp hoả hoạn chỉ được phép tiến hành các biện pháp dập lửa sau khi đã cắt điện;
- Khi hệ thống tự động cắt máy biến áp làm cho sự cung cấp điện bị ngừng trệ cần đóng ngay máy biến áp dự phòng.

Khi đã phát hiện ra thiết bị có sự cố trên phần tử nào đó, cần tiến hành cắt ngay nó ra khỏi mạng điện: đầu tiên là bằng máy cắt, sau đó là dao cách ly. Khi các thiết bị hư hỏng đã được loại ra thì cần tiến hành trả điện lại cho các phần tử còn lại. Cùng với các thao tác mà các nhân viên vận hành được phép thực hiện còn có các thao tác bị cấm vì có thể dẫn đến sự phát triển rộng của sự cố như: đóng đường dây mang tải song song mà chưa kiểm tra sự đồng bộ của chúng; Đóng đường dây bị cắt tự động do thiếu hụt công suất nguồn v.v.

### **6.3. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa**

#### **6.3.1. Sự cố hệ thống**

Nói đến sự cố hệ thống cần phải hiểu đó là những sự cố liên quan đến việc ngừng cung cấp điện của phần lớn thiết bị dùng điện, cũng như sự cố phá hoại sự làm việc song song của các nhà máy điện. Hiển nhiên những thiệt hại do sự cố hệ thống gây ra là rất lớn. Việc ngăn ngừa sự cố trong từng khâu riêng biệt của hệ thống có ý nghĩa hàng đầu để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của toàn hệ thống. Căn cứ vào mức độ nghiêm trọng có thể phân các sự cố hệ thống thành các nhóm sau:

- Nhóm các sự cố gây phá huỷ hoàn toàn ổn định của hệ thống làm gián đoạn cung cấp điện của các hộ dùng điện, trong đó có cả thiết bị tự dùng của các nhà máy điện. Khi đó điện áp sẽ giảm mạnh và không thể khôi phục lại một cách nhanh chóng.*
- Cũng tương tự như nhóm trên nhưng còn giữ được cung cấp điện cho các hộ tự dùng của các nhà máy điện và một số vùng quan trọng.*
- Nhóm các sự cố làm tách hệ thống ra thành nhiều phần làm việc không đồng bộ, điện áp và tần số trong từng phần hệ thống bị giảm nhiều.*

d. Nhóm các sự cố làm mất đồng bộ của một số nhà máy điện lớn của hệ thống nhưng còn giữ được phần lớn nhà máy điện làm việc song song, điện áp và tần số giảm nhiều, một số hộ dùng điện vẫn còn được cung cấp điện.

e. Nhóm các sự cố có liên quan đến việc mất đồng bộ của từng tổ máy hoặc của các nhà máy điện bé.

### **6.3.2. Các biện pháp phòng ngừa**

Loại sự cố đầu tiên đe dọa gây thiệt hại nghiêm trọng cho nền kinh tế quốc dân, vì vậy trong hệ thống phải có các nhà máy điện với những tổ máy cung cấp điện cho các hộ tự dùng, những nhà máy điện này khi có sự cố hệ thống sẽ tách ra làm việc độc lập. Trong điều kiện vừa nêu có thể các nhà máy điện khác bị quá tải gây giảm điện áp và tần số dẫn đến sự cố lan tràn, do đó để tránh hiện tượng này cần phải lưu ý giữ cho áp suất hơi trong các lò của các nhà máy nhiệt điện bình thường và khi cần thiết (lúc áp giảm mạnh) sẽ cắt bớt những tổ máy khác. Cần phải lựa chọn một cách hợp lý để khi tách một phần tổ máy không làm căng thẳng thêm sự thiếu hụt công suất.

Loại sự cố thứ hai làm phá vỡ hoàn toàn ổn định có thể xảy ra vì những nguyên nhân sau:

- Phá hoại ổn định tĩnh của chế độ làm việc bình thường;
- Phá hoại ổn định động khi ngắn mạch;
- Phá hoại ổn định tĩnh trong chế độ sau sự cố.

Trên thực tế, việc sử dụng những biện pháp như bảo vệ role tác động nhanh. Giảm tải tự động, hạn chế trị số điện áp vận hành tối thiểu v.v. cho phép khắc phục sự cố làm mất ổn định hệ thống.

Để loại trừ khả năng làm tan rã hệ thống do mất ổn định động cần phải tiếp tục tăng tốc độ cắt sự cố làm sao để tổng thời gian cắt giảm xuống còn  $0,04 \pm 0,08s$ . Điều này đòi hỏi tăng tốc độ của máy cắt. Các diễn biến của việc loại trừ sự cố hệ thống sẽ nhẹ nhàng hơn nếu dùng các thiết bị tự động điều chỉnh kích từ và tự động giảm tải theo tần số. Các

thiết bị này cho phép ngăn chặn việc giảm áp và tần số trong mỗi phần hệ thống bị tách ra.

Việc phân chia hệ thống thành từng phần tại những điểm phân dòng cho phép khôi phục nhanh chóng hơn, đồng thời cho phép tránh được sự tác động sai của các bảo vệ dẫn đến cắt nhầm một phần hộ dùng điện. Tuy nhiên nếu việc phân chia điểm phân dòng không chính xác có thể dẫn đến sự thiếu hụt công suất trong từng phần của hệ thống. Vì vậy việc phân chia này chỉ nên tiến hành trong những điều kiện nếu không phân chia thì có thể dẫn đến nguy cơ tan rã toàn hệ thống (ngắn mạch trầm trọng không thể cắt nổi) hoặc không thể tạo điều kiện bình thường cho cung cấp điện vì dao động điện kéo dài. Để đảm bảo loại trừ một cách nhanh chóng các sự cố hệ thống làm giảm điện áp và tần số cần có các thiết bị tự động tự hoà điện cho các máy phát của nhà máy điện bị mất đồng bộ bằng cách đóng máy không có kích từ vào lưới.

#### **6.4. Xác định xác suất thiếu hụt công suất**

##### **6.4.1. Xác định xác suất giảm công suất vì sự cố**

Để xác định xác suất thiếu hụt công suất của các tổ máy hay nhà máy điện ( $p_{th}$ ) trước hết ta cần xác định xác suất giảm công suất vì sự cố ( $p_G$ ). Gọi  $q$  là xác suất sự cố, một cách gần đúng có thể coi xác suất sự cố

$$q = \frac{T_{SC}}{T_{LV} + T_{SC}} \quad (6.1)$$

trong đó:

$T_{SC}$  - số giờ sự cố (ở trạng thái sự cố hoặc sửa chữa);

$T_{LV}$  - thời gian làm việc bình thường của hệ thống.

Xác suất trạng thái làm việc bình thường  $p$

$$p = 1 - q \quad (6.2)$$

Đối với một nhóm gồm  $n$  tổ máy cùng loại với xác suất sự cố của mỗi tổ máy là  $q_i$ , xác suất có  $n_2$  tổ máy bị sự cố được xác định theo biểu thức Becnuly:

$$P_n^{n_2} = C_n^{n_2} \cdot p_i^{n-n_2} \cdot q_i^{n_2} \quad (6.3)$$

$C_n^{n_2}$  - tổ hợp chập  $n_2$  từ  $n$  phần tử:

$$C_n^{n_2} = \frac{n!}{n_2!(n-n_2)!} \quad (6.4)$$

Giả thiết là các tổ máy làm việc độc lập với nhau mỗi tổ máy có hai trạng thái: làm việc và hỏng hóc.

- Ở trạng thái làm việc tốt với xác suất  $p$ , công suất phát  $P_F$  bằng công suất khả phát  $P_{kF}$  (các tổ máy cũ thường  $P_{kF} < P_n$ ); trong đó  $P_n$  là công suất định mức.

- Trạng thái hư hỏng với xác suất là  $q$ , công suất phát  $P_F = 0$  công suất giảm đi bằng công suất khả phát  $P_G = P_{kF}$ .

Khi có tổ máy bị sự cố thì công suất phát của nhà máy điện bằng tổng công suất khả phát của nhà máy trừ đi công suất phát của tổ máy bị sự cố.

$$P_{F\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_{kFj} - \sum_{i=1}^{n_2} P_{Fi} \quad (6.5)$$

Xác suất trạng thái của nhà máy điện khi có  $n_1$  tổ máy làm việc tốt và  $n_2$  tổ máy bị sự cố ( $n = n_1 + n_2$ ) là:

$$P_{i(G)} = \prod_{j=1}^{n_1} p_j \prod_{k=1}^{n_2} q_k \quad (6.6)$$

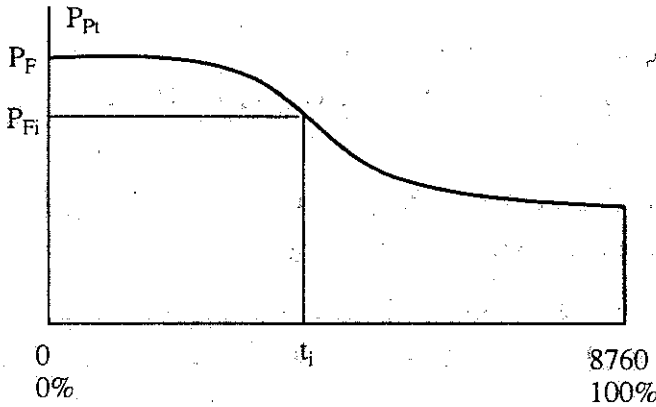
Xác suất này cũng chính là xác suất giảm công suất vì sự cố (chú ý phân biệt hai ký hiệu  $p$  (viết thường) là ký hiệu xác suất, còn  $P$  (viết in) là ký hiệu công suất tác dụng). Công suất giảm vì sự cố bằng tổng công suất của các máy phát bị hư hỏng

$$P_G = \sum_{i=1}^{n_2} P_{Fi} \quad (6.7)$$

Sau khi ta xác định được xác suất giảm công suất vì sự cố ta xác định xác suất thiếu hụt công suất.

### 6.4.2. Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn

Xác suất thiếu hụt công suất nguồn là xác suất công suất phát của nhà máy điện nhỏ hơn yêu cầu của phụ tải  $p_{(P_F < P_{pt})}$  để xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn trước hết cần phải biết đồ thị phụ tải của hệ thống, đồ thị phụ tải của nhà máy. Giả sử ta có đồ thị phụ tải của hệ thống như hình 6.1.



Hình 6.1. Đồ thị phụ tải của nhà máy điện.

Tương ứng với trục tung của đồ thị phụ tải ta có các giá trị tương ứng của công suất phát  $P_F$  của các tổ máy ứng với mỗi trạng thái.

Thời gian  $t_i$  tính từ gốc toạ độ đến điểm có phụ tải bằng  $P_{Fi}$  chính là thời gian mà phụ tải đỉnh  $P_{pt}$  lớn hơn công suất phát.

$$\text{Như vậy xác suất : } P_{i(P_F < P_{pt})} = \frac{t_i}{T} \quad (6.8)$$

Ở mỗi trạng thái của nhà máy điện vừa có nguy cơ giảm công suất do sự cố vừa có nguy cơ thiếu hụt công suất nguồn so với phụ tải. Bởi vậy xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái  $i$

$$P_{thi} = P_{i(P_F < P_{pt})} \cdot P_{Gi} \quad (6.9)$$

Tổng xác suất thiếu hụt công suất của tất cả các trạng thái chính là xác suất thiếu công suất của hệ thống gọi là xác suất tích phân thiếu hụt



lượng công suất  $b$  và nhiều hơn  $b$

$$J_{th}^{rb} = \sum_{i=1}^M P_{thi} \quad (6.10)$$

trong đó  $M$  là số trạng thái.

## 6.5. Dự phòng công suất

### 6.5.1. Các loại dự phòng công suất trong HTĐ

Để duy trì điều kiện cung cấp điện năng bình thường cho các hộ dùng điện dự phòng công suất phải linh hoạt, nghĩa là phải đưa vào làm việc nhanh. Cách dự phòng như vậy gọi là “dự phòng nóng” hay còn gọi là dự phòng quay. Dự phòng nóng luôn được nối với hệ thống, tức là với các thiết bị đang làm việc. Ngược lại dự phòng ở các thiết bị không làm việc gọi là dự phòng lạnh. Tính linh hoạt của dự phòng công suất phụ thuộc vào hàng loại yếu tố và trước hết là vào sự làm việc của các thiết bị được tự động hoá và khi không có các thiết bị này thì phụ thuộc vào sự thao tác rành mạch của các nhân viên vận hành. Việc cắt một số phụ tải cũng tương đương với dự phòng nóng, cách làm này không đòi hỏi chi phí, nhưng dĩ nhiên sẽ phải chịu thiệt hại nhất định do mất điện ở các hộ dùng điện bị cắt ra. Dự trữ nóng là dạng công suất dư của các tổ máy phát có trang bị các bộ điều tần. Các máy phát này làm việc với công suất nhỏ hơn công suất khả phát của chúng, công suất dư này có thể được sử dụng tức thời nhờ bộ điều chỉnh tốc độ tự động khi phụ tải tăng vọt. Dự trữ nóng thường tốn kém hơn dự trữ lạnh vì các máy phát phải làm việc với công suất thấp nên không kinh tế. Do vậy trong thực tế người ta chỉ để một số máy ở dạng dự phòng nóng, còn lại là dự phòng lạnh. Việc đặt tỷ lệ dự trữ nóng, lạnh cũng là bài toán tối ưu phức tạp.

Độ tin cậy của hệ thống điện xác định bởi độ tin cậy của các nhà máy điện, trạm biến áp, lưới điện, công suất và phân bố nguồn dự trữ năng lượng. Dự phòng công suất là biện pháp quan trọng để đảm bảo độ tin cậy của nguồn điện và hệ thống. Tổng dự trữ công suất của hệ thống điện là hiệu của tổng công suất khả phát (công suất này nhỏ hơn hoặc

bằng công suất đặt của hệ thống hoặc nhà máy) của hệ thống và phụ tải cực đại năm.

$$R_{\Sigma} = P_d - P_M \quad (6.11)$$

trong đó:

$R_{\Sigma}$  - tổng dự trữ công suất của hệ thống;

$P_d$  - công suất đặt của hệ thống;

$P_M$  - phụ tải cực đại năm.

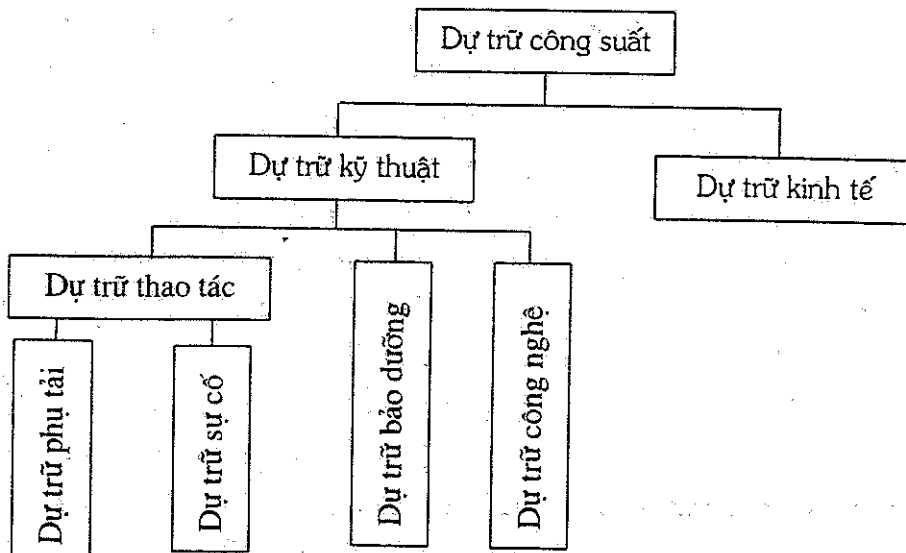
Công suất dự phòng tự do  $R_{td}$  là hiệu giữa công suất khả phát  $P_{kp}$  của hệ thống và phụ tải trong thời điểm bất kỳ.

$$R_{td} = P_{kp} - P_{pt} \quad (6.12)$$

Công suất dự phòng vận hành  $R_{vh}$  là phần công suất giữa công suất dự phòng tự do có thể sử dụng được trong các tình huống sự cố cụ thể có tính đến khả năng mang tải của thiết bị và sơ đồ lưới điện.

$$R_{vh} < R_{td} \quad (6.13)$$

Các loại dự trữ công suất trong hệ thống điện được thể hiện trên sơ đồ hình 6.2.



Hình 6.2. Biểu đồ cấu trúc các loại dự trữ công suất trong HTĐ.

Công suất dự trữ vận hành gồm hai phần: dự trữ nóng và dự trữ lạnh: dự trữ nóng còn gọi là dự trữ quay là dự trữ mà có thể sử dụng được ngay lập tức khi cần thiết thường chiếm vào khoảng 1 ÷ 3% tổng công suất của các tổ máy. Công suất dự trữ của hệ thống điện gồm các loại:

1) *Dự trữ phụ tải* để dự phòng sự tăng bất ngờ của phụ tải, dự trữ này có thể xác định theo biểu thức

$$R_{pt} = 0,01P_M + 1,26\sqrt{P_M}$$

Nhìn chung  $R_{pt}$  có giá trị dao động trong khoảng từ (1 ÷ 4%)  $P_M$ .

là dự trữ thao tác, tức là dự trữ thao tác chiếm khoảng 5 ÷ 12% phụ tải cực đại,  $P_M$ .

2) *Dự trữ sự cố* là hiệu giữa công suất khả dụng của hệ thống và phụ tải cực đại ở thời điểm phụ tải cực đại năm hoặc trong thời gian xét T, cần thiết để bù vào công suất thiếu do sự cố ngẫu nhiên của các tổ máy phát điện hoặc đường dây hệ thống. Dự trữ này chiếm khoảng 4 ÷ 8% phụ tải cực đại. Tổng của hai loại dự trữ trên gọi là dự trữ thao tác.

3) *Dự trữ bảo dưỡng* là hiệu công suất khả phát của nguồn điện và công suất khả dụng ở thời điểm cực đại năm, dự trữ này khoảng (1,5 ÷ 7%)  $P_M$ .

4) *Dự trữ công nghệ* được dự tính để bù vào sự thiếu công suất phát do thiếu nước ở các nhà máy thủy điện và sự cố kỹ thuật ở các nhà máy nhiệt điện hoặc do nhiên liệu xấu.

Bốn thành phần trên hợp thành dự trữ kỹ thuật.

5) *Dự trữ kinh tế* là sự vượt trước của công suất nguồn so với độ tăng phụ tải tối đa, dự trữ này chiếm khoảng 1 ÷ 2% phụ tải cực đại.

### **6.5.2. Xác định công suất dự phòng bảo dưỡng.**

Dự phòng bảo dưỡng thường xuyên  $R_{bdn}$  được xác định theo tiêu chuẩn cho từng loại máy, chủ yếu là nhiệt điện, đó là tỉ lệ phần trăm công suất khả phát trong thời điểm phụ tải cực đại.

- Với nhà máy nhiệt điện ngưng hơi công suất

100 ÷ 300 MW dự trữ bảo dưỡng chiếm 5 ÷ 5,5%

500 ÷ 1200 MW khoảng 6 ÷ 7%

Dự trữ cho đại tu được xác định theo công thức:

$$R_{dt} = \frac{\sum P_{Fi} t_{dti} - S_h \cdot k}{T_{dt}}, \text{ MW} \quad (6.14)$$

trong đó:

$P_{Fi}$  - công suất tổ máy phát thứ  $i$ , MW;

$T_{dt}$  - tổng thời gian đại tu trong năm, ngày;

$S_h$  - diện tích hụt của đồ thị phụ tải cực đại tháng so với cực đại năm, (MW.ngày) (hình 6.3). Diện tích  $S_h$  được xác định có tính đến khả năng xuất hiện của phụ tải mới và công suất của các nguồn mới được đưa vào vận hành trong năm.  $S_h$  có giá trị dao động trong khoảng 7 ÷ 15% tổng diện tích của đồ thị phụ tải.

$$S_h = \sum_{i=1}^{12} (P_M - P_{pti}) T_{thi} \quad (6.15)$$

trong đó:

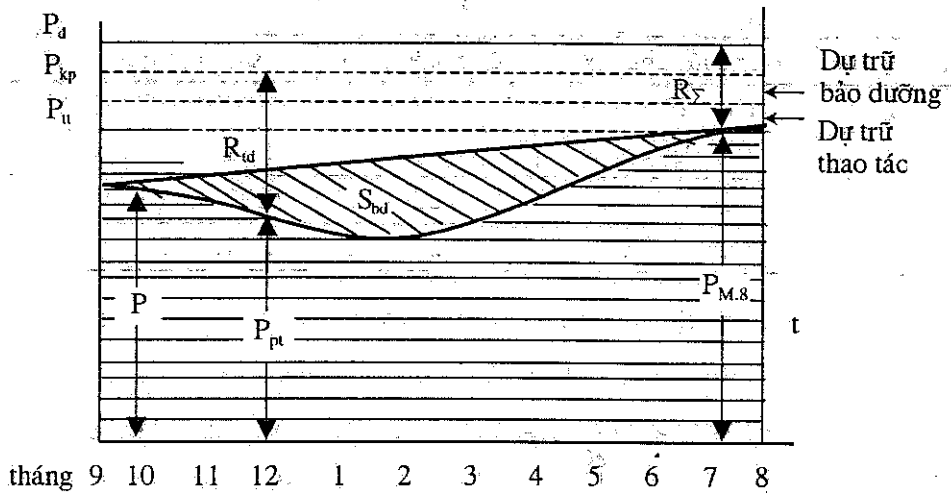
$T_{thi}$  - số ngày trong tháng thứ  $i$ ;

$k$  - hệ số sử dụng diện tích, thường lấy khoảng 0,85 ÷ 0,9;

$t_{dti}$  - thời gian cần thiết để bảo dưỡng tổ máy  $i$  có giá trị phụ thuộc vào loại máy phát. Đối với nhà máy điện nguyên tử  $t_{bd} = 45$  ngày/năm; đối với nhà máy thủy điện  $t_{bd} = 15$  ngày/năm; đối với nhà máy nhiệt điện (xem bảng 6.1).

**Bảng 6.1.** Thời gian đại tu các tổ máy phát phụ thuộc vào công suất của máy

$P_F$ , MW	$t_{dt}$ , ngày/năm
50 ÷ 200	18
300 ÷ 500	24
600 ÷ 800	30
1200	36



Hình 6.3. Biểu đồ công suất dự trữ trong hệ thống điện.

## 6.6. Ví dụ và bài tập

**Ví dụ 6.1:** Có hai tổ máy phát, tổ máy 1 có công suất  $P_1$  10 MW và xác suất hỏng hóc là  $q_1 = 0,01$ ; tổ máy 2 có công suất  $P_2 = 25$  MW với xác suất hỏng hóc  $q_2 = 0,02$ . Hãy xác định các trạng thái có thể của nhà máy điện.

**Giải:** Nhà máy có thể có bốn trạng thái sau:

- 1- Cả hai máy đều chạy tốt;
- 2 - Máy 1 hỏng và máy 2 tốt;
- 3- Máy 1 hỏng và máy 2 tốt;
- 4- Cả hai máy đều hỏng.

Xét trạng thái 1: Xác suất trạng thái 1 là  $p_{tt1} = p_1 p_2 = 0,99 \cdot 0,98 = 0,97$  công suất giảm bằng không;

Ở trạng thái 2: Xác suất trạng thái 2 là  $p_{tt2} = q_1 p_2 = 0,01 \cdot 0,98 = 0,0098$  công suất giảm bằng công suất của tổ máy hỏng, tức là 10 MW. Tính toán tương tự cho các trạng thái khác, kết quả ghi trong bảng 6.1.

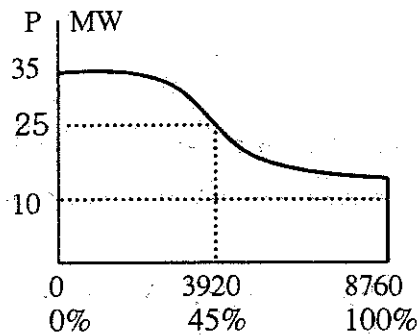
**Bảng 6.1.** Xác suất trạng thái của nhà máy điện

Trạng thái	Công suất phát, MW	Công suất giảm	Xác suất trạng thái
1	$10 + 25 = 35$	0	$0,99 \cdot 0,98 = 0,97$
2	$0 + 25 = 25$	10	$0,01 \cdot 0,98 = 0,0098$
3	$10 + 0 = 10$	25	$0,99 \cdot 0,02 = 0,0198$
4	$0 + 0 = 0$	$10 + 25 = 35$	$0,01 \cdot 0,02 = 0,0002$

**Ví dụ 6.2:** Với số liệu như bài 1, biết thêm đồ thị phụ tải hình 6.4. Hãy xác định xác suất thiếu hụt công suất  $p_{th}$  của nhà máy.

**Giải:** Từ đồ thị phụ tải ta xác định thời gian tương ứng của công suất phát ở các trạng thái  $t_i$ , từ đó xác định xác suất trạng thái  $P_i(P_F < P_{pt})$  theo biểu thức (6.8), từ đó xác định xác suất thiếu hụt công suất theo biểu thức (6.9):  $p_{th} = P_i(P_F < P_{pt}) \cdot p_{Gi}$ , kết quả ghi trong bảng 6.2.

**Hình 6.4.** Đồ thị phụ tải ví dụ 5.2.



**Bảng 6.2.** Xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy điện

T. thái	$P_F$ , MW	$p_{Gi}$	$t_i$ , h	$P_i(P_F < P_{pt})$	$P_{th} = P_i(P_F < P_{pt}) \cdot p_{Gi}$
1	35	0,97	0	0	0
2	25	0,0098	3920	0,45	0,0044
3	10	0,0198	8760	1	0,0198
4	0	0,0002	8760	1	0,0002
				$J_{th}^{pb} = 0,0244$	

Đáp số: xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy điện là  $p_{th} = 0,0244$ .

**Ví dụ 6.3:** Nhà máy điện có ba tổ máy phát công suất và xác suất hỏng hóc cho trong bảng 6.3, với biểu đồ phụ tải tương ứng cho trong bảng 6.4. Hãy xây dựng xác suất thiếu hụt công suất nguồn, công suất và điện năng thiếu hụt trong năm.

Tổ máy	$P_n$ , MW	$q$
1	100	0,025
2	150	0,02
3	200	0,03

**Bảng 6.3.** Biểu đồ phụ tải của nhà máy điện

P, MW	450	400	350	300	250	200	150	100
t, h	3127	4380	6885	7760	8760	8760	8760	8760
t, %	35,7	50	78,6	88,6	100	100	100	100

**Giải:** Số lượng trạng thái  $M_{tt} = 2^3 = 8$ , biểu thị trong bảng 6.4.

**Trạng thái 1:**

Tổng công suất phát ở trạng thái 1, khi cả ba tổ máy làm việc tốt là

$$P_F = 100 + 150 + 200 = 450 \text{ MW}$$

Xác suất giảm công suất vì sự cố chính là xác suất nhà máy điện nhận trạng thái 1 là:

$$p_{G1} = p_{tt1} = p_1 \cdot p_2 \cdot p_3 = 0,976 \cdot 0,98 \cdot 0,97 = 0,024;$$

Thời gian phụ tải đạt giá trị 450 là 0 giờ, vậy xác suất công suất phát nhỏ hơn phụ tải là

$$p_1(p_F < P_{pt}) = \frac{t_1}{T} = \frac{0}{8760} = 0$$

**Trạng thái 2:** ta xác định được  $P_F = 350$ ;

$$p_{G2} = q_1 \cdot p_2 \cdot p_3 = 0,026 \cdot 0,98 \cdot 0,97 = 0,024$$

Xác suất công suất phát nhỏ hơn phụ tải:

$$p_{2<} = p_2(p_F < P_{pt}) = \frac{t_2}{T} = \frac{3127}{8760} = 0,357$$

Xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái 2:

$$P_{th2} = p_{2c} \cdot P_{G2} = 0,357 \cdot 0,024 = 0,0086$$

Công suất thiếu hụt:

$$P_{th} = p_{th} \cdot P_G = 0,0086 \cdot 100 = 0,86 \text{ MW}$$

Tính toán tương tự cho các trạng thái khác, kết quả ghi trong bảng 6.4.

**Bảng 6.4.** Kết quả tính toán ví dụ 3

Trạng thái	Tình trạng các tổ máy			$P_F$	$P_G$	$p_G$	t, h	$P_i(P_F < P_{pt})$	$P_{th}$	$P_{th}$ , MW
1	1	1	1	450	0	0,923	0	0	0	0
2	0	1	1	350	100	0,024	3127	0,357	0,0086	0,86
3	1	0	1	300	150	0,02	4380	0,5	0,01	1,5
4	1	1	0	250	200	0,029	6685	0,786	0,023	0,46
5	0	0	1	200	250	0,0005	7760	0,886	0,00044	0,11
6	0	1	0	150	300	0,0007	8760	1	0,0007	0,21
7	1	0	0	100	350	0,0006	8760	1	0,0006	0,21
8	0	0	0	0	450	0,000015	8760	1	0,000015	0,007
								$\Sigma$	0,0433	3,357

Năng lượng thiếu hụt  $A_{th} = P_{th} \cdot T = 3,357 \cdot 8760 = 29407,32 \text{ MWh}$

Xác suất tích phân thiếu hụt  $J_{th} = 0,0433$

**Ví dụ 6.4:** Xác định xác suất thiếu hụt công suất của một nhà máy nhiệt điện gồm bốn tổ máy biết công suất và xác suất sự cố của các tổ máy cho trong bảng 6.5.

**Bảng 6.5.** Số liệu về các tổ máy phát của một nhà máy nhiệt điện

Tổ máy	$P_n$ , MW	Xác suất tin cậy p	Xác suất hỏng hóc q
1	90	0,947	0,053
2	100	0,86	0,14
3	90	0,75	0,25
4	90	0,955	0,045



(Vì các tổ máy phát đều đã cũ nên không thể phát đủ công suất định mức 110 MW).

### Giải

a. Trước hết xác định giảm công suất vì sự cố của các tổ máy phát.

Có bốn tổ máy phát nên ta có  $M = 2^4$  trạng thái

Thiết lập bảng trạng thái của nhà máy

**Bảng 6.7.** Các trạng thái của nhà máy

Tổ máy	$X_1$	$X_2$	$X_3$	$X_4$	$X_5$	$X_6$	$X_7$	$X_8$	$X_9$	$X_{10}$	$X_{11}$	$X_{12}$	$X_{13}$	$X_{14}$	$X_{15}$
1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0
2	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0
3	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
4	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1

Ở bảng 6.7 quy ước trạng thái làm việc tốt ký hiệu số 1, và trạng thái sự cố hay sửa chữa ký hiệu số 0.

**Bảng 6.8.** Xác suất trạng thái của nhà máy nhiệt điện

Tr. thái	Công suất phát (MW)	Công suất giảm (MW)	Xác suất trạng thái, $-p_{tt} = p_G$
$X_1$	90+100+90+90	0	$0,947 \cdot 0,86 \cdot 0,76 \cdot 0,955 = 0,583$
$X_2$	90+100+90+0	90	$0,947 \cdot 0,86 \cdot 0,76 \cdot 0,045 = 0,0274$
$X_3$	90+100+0+90	90	$0,947 \cdot 0,86 \cdot 0,26 \cdot 0,955 = 0,194$
$X_4$	90+0+90+90	100	$0,947 \cdot 0,14 \cdot 0,76 \cdot 0,955 = 0,094$
$X_5$	0+100+90+90	90	$0,053 \cdot 0,86 \cdot 0,76 \cdot 0,955 = 0,032$
$X_6$	0+100+0+90	90 + 90	$0,053 \cdot 0,86 \cdot 0,26 \cdot 0,955 = 0,01$
$X_7$	90+0+0+90	100 + 90	$0,947 \cdot 0,14 \cdot 0,26 \cdot 0,955 = 0,032$
$X_8$	0+0+90+90	90 + 100	$0,053 \cdot 0,14 \cdot 0,76 \cdot 0,955 = 0,0053$
$X_9$	90+100+0+0	90 + 90	$0,947 \cdot 0,86 \cdot 0,26 \cdot 0,955 = 0,009$
$X_{10}$	0+90+0+90	100+ 90	$0,947 \cdot 0,14 \cdot 0,76 \cdot 0,045 = 0,0045$
$X_{11}$	0+100+90+0	90 + 90	$0,053 \cdot 0,86 \cdot 0,76 \cdot 0,045 = 0,0015$

**Bảng 6.8:** (tiếp theo)

Tr. thái	Công suất phát (MW)	Công suất giảm (MW)	Xác suất trạng thái, $p_{tt} = p_G$
$X_{12}$	90+0+0+0	100+90+90	$0,947 \cdot 0,14 \cdot 0,26 \cdot 0,045 = 0,0015$
$X_{13}$	0+100+0+0	90+90 + 90	$0,053 \cdot 0,86 \cdot 0,26 \cdot 0,045 = 0,0005$
$X_{14}$	0+0+90+0	90+100+90	$0,053 \cdot 0,14 \cdot 0,76 \cdot 0,045 = 0,00025$
$X_{15}$	0+0+0+90	90+100+90	$0,053 \cdot 0,86 \cdot 0,14 \cdot 0,955 = 0,0018$
$X_{16}$	0+ 0+ 0+ 0	90+100+90+90	$0,053 \cdot 0,14 \cdot 0,26 \cdot 0,045 \approx 0$
			$\Sigma = 1$

**b. Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn**

Dựa vào đồ thị phụ tải năm nhà máy nhiệt điện Phả Lại xác định thời gian tác động của các tổ máy, các kết quả tính toán cho kết hợp trong bảng 6.9

**Bảng 6.9.** Xác suất thiếu hụt công suất

Tr. thái	$P_F$ , MW	$P_{Gi}$	$t_i$ , h	$P_i(P_F < P_{Pt})$	$P_{thi}$
$X_1$	370	0,583	0	0	0
$X_2$	280	0,0274	4000	0,456	0,0125
$X_3$	280	0,194	4000	0,456	0,088
$X_4$	270	0,094	4000	0,456	0,042
$X_5$	280	0,032	4000	0,456	0,014
$X_6$	190	0,01	4800	0,548	0,0055
$X_7$	180	0,032	6800	0,776	0,024
$X_8$	180	0,0053	6800	0,776	0,0041
$X_9$	190	0,009	4800	0,548	0,0049
$X_{10}$	180	0,0045	6800	0,776	0,0035
$X_{11}$	190	0,0015	4800	0,456	0,00068
$X_{12}$	90	0,0015	8300	0,947	0,0014
$X_{13}$	100	0,0005	8760	1	0,0005
$X_{14}$	90	0,00025	8760	1	0,00025

**Bảng 6.9.** (tiếp theo)

Tr. thái	$P_F$ , MW	$P_{Gi}$	$t_i$ , h	$P_i(P_F < P_{pl})$	$P_{thi}$
$X_{15}$	90	0,0018	8760	1	0,0018
$X_{16}$	0	0	8760	1	0
Tổng	$J_{th}^{th} =$				0,198

Vậy xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy là  $p_{th} = 0,198$

**Bài tập tự giải**

1. Một nhà máy điện gồm hai tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau

P, MW	100	200
q	0,0223	0,0324

Đồ thị phụ tải biểu thị trong bảng sau:

P, MW	300	200	100
t, h	4560	7600	8760

Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy:

(Xác suất thiếu hụt công suất, công suất thiếu hụt và điện năng thiếu hụt).

2. Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy điện gồm ba tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau

P, MW	100	150	200
q	0,018	0,02	0,023

Đồ thị phụ tải có dạng

P, MW	450	350	300	250	200	150	100
t, h	3500	5660	6800	7500	8000	8760	8760

3. Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy điện gồm ba tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau:

P, MW	75	60	50
q	0,025	0,033	0,05

Đồ thị phụ tải có dạng

P, MW	185	135	125	110	75	60	50
t, h	3500	4500	6050	7100	7650	8760	8760

### Tóm tắt chương 6

*Công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện*

- Duy trì đến mức tối đa trạng thái làm việc bình thường của các phần tử;
- Giảm ảnh hưởng của các hỏng hóc đối với chế độ làm việc của hệ thống điện;
- Ngăn chặn những hậu quả của sự cố như làm phân rã hệ thống, suy sụp tần số và điện áp v.v.;
- Giảm đến mức tối thiểu thiệt hại kinh tế do sự cố ngừng cung cấp điện gây nên.

\* Khi xảy ra sự cố, trước tiên các cơ cấu tự động thực hiện:

- Cô lập các phần tử bị sự cố;
- Đóng nguồn dự phòng cung cấp điện cho các hộ dùng điện;
- Tự động điều tần và điều áp cấp I;
- Tự động sa thải phụ tải;
- Tự động tái đồng bộ.

\* Sau 3 ph nhân viên vận hành bắt đầu can thiệp vào chế độ:

- Khởi động các tổ máy dự phòng lạnh;

- Phân bố lại công suất tác dụng và phản kháng để không làm sụt áp và quá tải đường dây;

- Điều tần cấp II.

#### *Các hoạt động độc lập của nhân viên vận hành*

Các hoạt động độc lập khi xảy ra sự cố là các hoạt động do các nhân viên vận hành thực hiện theo quy trình, quy phạm;

- Khi có sự đe dọa trực tiếp đến tính mạng con người;

- Trong trường hợp hoả hoạn;

- Khi hệ thống tự động cắt làm cung cấp điện bị ngừng trệ cần đóng ngay máy biến áp dự phòng.

#### *Sự cố hệ thống*

a. Nhóm các sự cố gây phá huỷ hoàn toàn ổn định của hệ thống.

b. Cũng tương tự như nhóm trên nhưng còn giữ được cung cấp điện cho các hộ tự dùng của các nhà máy điện và một số vùng quan trọng.

c. Nhóm các sự cố làm tách hệ thống ra thành nhiều phần làm việc không đồng bộ, điện áp và tần số trong từng phần hệ thống bị giảm nhiều.

d. Nhóm các sự cố làm mất đồng bộ của một số nhà máy điện lớn của hệ thống nhưng còn giữ được phần lớn nhà máy điện làm việc song song, điện áp và tần số giảm nhiều, một số hộ dùng điện vẫn còn được cung cấp điện.

e. Nhóm các sự cố có liên quan đến việc mất đồng bộ của từng tổ máy hoặc của các nhà máy điện bé.

Xác định xác suất giảm công suất vì sự cố là xác suất trạng thái của nhà máy điện khi có  $n_1$  tổ máy làm việc tốt và  $n_2$  tổ máy bị sự cố ( $n = n_1 + n_2$ ) là:

$$P_i(G) = \prod_{j=1}^{n_1} p_j \prod_{k=1}^{n_2} q_k$$

Công suất giảm vì sự cố bằng tổng công suất của các máy phát bị hư hỏng

$$P_G = \sum_{i=1}^{n_2} P_{Fi}$$

### Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn

Xác suất thiếu hụt công suất nguồn là xác suất công suất phát của nhà máy điện nhỏ hơn yêu cầu của phụ tải

$$P_i(P_F < P_{pt}) = \frac{t_i}{T}$$

Xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái i

$$P_{thi} = P_i(P_F < P_{pt}) \cdot P_{Gi}$$

### Các loại dự phòng công suất trong HTĐ

Công suất dự trữ của hệ thống điện gồm các loại:

1. Dự trữ phụ tải để dự phòng sự tăng bất ngờ của phụ tải, dự trữ này có giá trị từ 1 ÷ 4% phụ tải lớn nhất.
2. Dự trữ sự cố là hiệu giữa công suất khả dụng của hệ thống và phụ tải cực đại ở thời điểm phụ tải cực đại.
3. Dự trữ bảo dưỡng là hiệu công suất khả phát của nguồn điện và công suất khả dụng ở thời điểm cực đại.
4. Dự trữ công nghệ để bù vào sự thiếu công suất phát do thiếu nước ở nhà máy thủy điện và sự cố kỹ thuật ở nhà máy nhiệt điện hoặc do than xấu.
5. Dự trữ kinh tế là sự vượt trước của công suất nguồn so với độ tăng phụ tải tối đa.

### Câu hỏi ôn tập

1. Đại cương về độ tin cậy cung cấp điện.
2. Yêu cầu chung về công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện.
3. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa.
4. Phương pháp xác định xác suất thiếu hụt công suất.
5. Phương pháp xác định dự phòng công suất trong hệ thống điện.

**Modul III**

***Đ vận hành các phần tử  
hệ thống điện***

## Chương 7

# VẬN HÀNH NHÀ MÁY ĐIỆN

### 7.1. Công tác thử nghiệm và kiểm tra máy phát điện

Công tác kiểm tra máy phát được thực hiện sau khi sửa chữa và trước khi đưa máy phát vào vận hành và kiểm tra máy phát thường xuyên ở trạng thái làm việc.

#### 7.1.1. Công tác thử nghiệm

Máy phát ở trạng thái dự phòng lâu, hoặc sau khi đã hoàn tất các công việc bảo dưỡng, sửa chữa, cần được tiến hành đo điện trở cách điện của mạch stator, mạch kích từ và cách điện của các đường ống dẫn dầu v.v. Khi kiểm tra cách điện của cuộn stator với vỏ máy, cần phải đồng thời tiến hành đo điện trở cách điện thanh cái, máy biến áp khối (tự ngẫu), máy biến áp tự dùng bằng Mègômét 2500 V, chú ý trong lúc đo phải tháo thanh nối đất của máy biến điện áp.

Trị số điện trở cách điện của mạch stator không được nhỏ hơn 10,5 M $\Omega$  ứng với nhiệt độ 70°C, các kết quả thu được cần được so sánh với giá trị đo lần trước để đánh giá chính xác tình trạng của các thiết bị.

Điện trở cách điện của toàn bộ mạch kích từ được đo bằng Mègômét 500 ÷ 1000 V, giá trị điện trở cách điện không được nhỏ hơn 0,5 M $\Omega$ .

Điện trở cách điện của các gói đỡ máy phát điện và máy kích từ khi đã lắp đầy đủ hệ thống ống dẫn dầu, được đo bằng Mègômét 1000 V, giá trị điện trở cách điện này không được nhỏ hơn 1 M $\Omega$ .

Đo điện trở cách điện của các cuộn dây mạch stator và mạch rotor và so sánh với kết quả đo lần trước, nếu điện trở giảm thì cần tìm ra



nguyên nhân để khắc phục.

Đo điện trở mạch kích từ: điện trở cách điện của mạch kích từ không thấp hơn  $0,5M\Omega$  đối với mạch kích từ bình thường và  $10\text{ k}\Omega$  - đối với mạch kích từ ion;

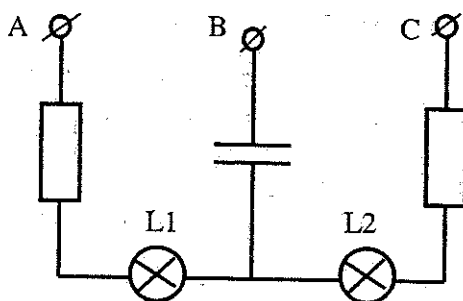
Khi sơ đồ khối đang ở trạng thái tách rời, trưởng kíp điện cùng với nhân viên trực điện chính tiến hành thử nghiệm các thiết bị sau:

- + Mạch điều khiển từ xa của máy cắt;
- + Mạch điều khiển từ xa của thiết bị tự động khử từ trường (TKT) và aptômát đầu cực của máy kích từ dự phòng và kích từ làm việc;
- + Liên động giữa TKT và aptômát đầu cực máy kích từ dự phòng và làm việc;
- + Hệ thống tín hiệu cảnh báo và tín hiệu sự cố;
- + Bộ chỉnh lưu của máy kích từ ;
- + Hệ thống làm mát cho bộ chỉnh lưu;
- Sau khi đã tiến hành thử nghiệm xong, trực ban cần phải kiểm tra:
  - + Máy cắt của khối ở trạng thái cắt;
  - + Aptômát đầu cực của máy kích từ làm việc và dự phòng đã cắt;
  - + Khoá điều khiển ở vị trí cắt và bóng đèn của khoá đã sáng đều.
- Trưởng kíp điện ghi vào sổ nhật ký vận hành tất cả các kết quả thử nghiệm thiết bị của máy phát điện và báo cáo kết quả cho trưởng ca, đồng thời báo cáo cho quản đốc phân xưởng điện biết những hư hỏng trong quá trình thử nghiệm.
- Sau khi đã kết thúc công việc xem xét và ghi kết quả vào sổ nhật ký vận hành, trưởng kíp điện báo cho trưởng ca về sự sẵn sàng của máy phát.

### **7.1.2. Kiểm tra thứ tự pha của máy phát**

Sau khi máy phát được bảo dưỡng và sửa chữa xong cần phải tiến hành kiểm tra thứ tự pha của nó. Công việc này được thực hiện với sự trợ giúp của thiết bị chỉ pha như thiết bị И-517 Э-500 ВАФ-85 v.v. Ngoài ra có thể áp dụng sơ đồ chỉ thứ tự pha như hình 7.1

Khi mắc vào mạng, bóng đèn ở pha nào chậm hơn so với pha có điện dung thì sẽ sáng hơn; Ví dụ nếu đèn  $L_2$  sáng hơn  $L_1$  thì thứ tự của các pha tương ứng sẽ là A, B, C như hình 7.1.



Hình 7.1. Sơ đồ bộ chỉ thứ tự pha.

### 7.1.3. Kiểm tra trước khi khởi động máy phát

#### a) Kiểm tra sau sửa chữa bảo dưỡng

Sau khi đã sửa chữa bảo dưỡng, máy phát được kiểm tra với khối lượng sau:

- Hoàn tất các công việc sửa chữa, lắp ráp máy phát điện, kết thúc công việc nối sơ đồ nhất thứ, nhị thứ của máy kích từ và các thiết bị kiểm tra, đo lường.
- Hoàn thành các biên bản về lắp máy kèm theo các phụ lục biên bản của quá trình lắp ráp, các biên bản thử nghiệm và tài liệu lắp ráp.
- Kiểm tra độ kín của máy phát điện, cùng với hệ thống dầu, khí.
- Kiểm tra sự hoàn chỉnh mọi yêu cầu về kỹ thuật an toàn và chống cháy nổ.
- Kiểm tra độ làm việc tin cậy của tất cả các thiết bị kiểm nhiệt.
- Kiểm tra áp lực và độ tuần hoàn của dầu ở tất cả các gối đỡ và hệ thống dầu chèn trục rotor, nhiệt độ của dầu phải nằm trong giới hạn  $24 \pm 45^\circ\text{C}$ .
- Kiểm tra và xác định chắc chắn là mạch kích từ máy phát điện cũng như mọi thiết bị thao tác của máy phát phải ở vị trí cắt, hệ thống chổi than ở cổ góp rotor đã được lắp đặt đúng.
- Khi xem xét kiểm tra hệ thống tự động khử từ trường (TKT), cần đặc biệt xem xét kỹ tình trạng của khối tiếp điểm, cuộn đóng cuộn cắt, chỉ được đóng TKT vào để thử khi rotor máy phát điện đang đứng yên và aptomat

đầu vào của hệ thống kích từ làm việc và kích từ dự phòng đang ở vị trí cắt.

- Kiểm tra sự tháo dỡ của các biển báo cho phép làm việc, nếu cần thiết thì phải treo các biển báo hiệu thích hợp khác.

- Cùng với việc kiểm tra máy phát điện, cần phải kiểm tra tất cả các máy biến áp điện lực.

- Khi tiến hành xem xét hệ thống bảo vệ rơle cần phải kiểm tra tình trạng kẹp chì của các rơle, trạng thái của "con bẫy" khởi thí nghiệm cũng như trạng thái của con nối bảo vệ.

- Nếu như trong thời gian máy đang ngừng làm việc mà có tiến hành các công việc sửa chữa trong mạch điện cao áp, thì cần phải kiểm tra độ làm việc chính xác và tin cậy của hệ thống hoà đồng bộ và xác định thứ tự pha của cả mạch nhất thứ và nhị thứ. Công việc kiểm tra này do nhân viên thí nghiệm điện tiến hành.

#### *b) Kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát*

Việc kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát bao gồm những công việc sau:

- Quan sát tình trạng bên ngoài của các bộ phận, khi tiến hành xem xét vỏ máy phát điện cần chú ý các điều sau:

+ Tình trạng của bản thân máy phát điện;

+ Tình trạng của các bulông ở mặt bích hai phía và nắp các gối đỡ;

+ Trạng thái các máy bơm của hệ thống khí làm mát và hệ thống dầu chèn;

+ Trạng thái của mặt bích nối trên các đường ống khí, dầu và nước;

- Kiểm tra các vòng tiếp xúc và các thiết bị chổi than, cần chú ý các điều sau đây:

+ Các chổi than trong các hộp giữ phải có thể tự do di chuyển trong các hộp này;

+ Trạng thái của chổi than không được mòn quá, phải cao hơn thành các hộp ít nhất là 3 đến 4 mm, không cho phép chổi vệt không đều;

+ Các dây dẫn chổi than phải có tiếp xúc tốt, chắc chắn và không được chạm vào các vỏ thiết bị của hệ thống chổi than, tất cả các thiết bị này đều sạch sẽ nguyên vẹn;

- Kiểm tra mức độ sẵn sàng của hệ thống dầu;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống làm mát;
- Kiểm tra mức dầu, áp suất dầu và nhiệt độ của nó.

Trước lúc khởi động cần phải kiểm tra:

- Dầu vào gối đỡ và chèn trục phải chạy bình thường vào ống xả.
- Đã chạy bơm làm mát khí, các bộ làm mát khí đã đầy nước, van đẩy đã mở.
- Thực hiện các yêu cầu kỹ thuật về đảm bảo tự động tăng áp lực dầu chèn cao hơn lực khí  $H_2$  trong máy từ  $0,5 \div 0,7 \text{ kG/cm}^2$  và áp lực dầu nén phải duy trì trong giới hạn  $1,2 \div 1,4 \text{ kG/cm}^2$ .
- Khởi động máy phát điện chỉ được tiến hành khi áp lực của  $H_2$  trong vỏ máy không thấp hơn  $2,5 \text{ kG/cm}^2$ .

#### **7.1.4. Kiểm tra máy phát ở trạng thái vận hành**

Các công việc kiểm tra khi máy phát đang vận hành do trường ca cùng thợ máy thực hiện không ít hơn một lần trong ngày. Khi máy phát đang vận hành cần thực hiện các quan sát sau:

- Có hay không sự xuất hiện tia lửa ở cổ góp của máy kích từ không;
- Độ mòn của hệ thống chổi;
- Độ rung của các ổ bi;
- Độ ồn của máy phát;
- Nhiệt độ của ổ bi và hệ thống làm mát;
- Áp suất của dầu.

## **7.2. Khởi động tổ máy phát và khởi**

Khởi động tổ máy phát là hệ thống thao tác theo trình tự được tiến hành bởi nhân viên hoặc thiết bị điều khiển tự động. Khi khởi động tổ máy cần chú ý đến điều kiện gia nhiệt đồng đều của các tổ máy. Những thao tác quan trọng trong quá trình khởi động gồm: chuẩn bị, khởi động lò hơi, v.v.

### **7.2.1. Công tác chuẩn bị khởi động máy phát**

#### **1) Nguyên tắc chung**

- Khởi động máy phát điện cũng như chạy thử tổng hợp phải tuân theo chương trình thử nghiệm đã được đại diện của nhà chế tạo thông qua, đồng ý.

- Tất cả mọi công việc có liên quan đến khởi động và chạy thử tổng hợp chỉ được tiến hành dưới sự chỉ đạo, giám sát và hướng dẫn của người chỉ huy.

- Chỉ cho phép vận hành các thiết bị sau khi đã hoàn thành mọi công việc hiệu chỉnh và hoàn chỉnh mọi biên bản và phụ lục của các công việc này cũng như các công việc kiểm tra và thử nghiệm.

- Trưởng kíp điện sau khi nhận lệnh của trưởng ca về việc chuẩn bị khởi động máy phát điện thì cần phải:

+ Kiểm tra theo sổ sách xem xét các phiếu công tác cấp cho việc sửa chữa máy phát điện và các thiết bị của máy đã được trả hết chưa.

+ Kiểm tra xem đã tháo hết dây ngắn mạch chưa (kiểm tra theo sổ nhật ký vận hành và trên thực tế ở chỗ đã đấu hết bảo vệ và nối đất).

+ Kiểm tra tất cả mọi ghi chép trong sổ nhật ký sửa chữa và nhật ký hệ thống mạch nhị thứ để xem xét đã tiến hành sửa chữa những gì, những công việc này đã xong chưa và theo kết quả sửa chữa thì đã có đủ điều kiện để cho máy phát vào làm việc chưa.

+ Xem xét tất cả mọi thứ có liên quan đến máy phát điện các thiết bị của máy, kiểm tra độ tin cậy và mức độ sẵn sàng để khởi động chưa

của các thiết bị sau đây: máy phát điện, hệ thống khí làm mát và các thiết bị của hệ thống này, hệ thống dầu khí, hệ thống cầu thanh cái trong ống và các thiết bị đấu nối vào nó, hệ thống hàng kẹp của mạch nhị thứ, bảng điều khiển, bảng bảo vệ và kích từ máy phát.

Đặc biệt phải xem xét độ nguyên vẹn và sạch sẽ của các thiết bị ở hệ thống chổi than, không có sự rò rỉ trên các bình làm mát khí, không còn các nối tắt, tiếp địa, không có tạp vật, khoá phải chắc chắn, mạch nhị thứ đã hoàn tất, và không còn "con bài" nào của hệ thống bảo vệ chưa được nâng lên.

Máy phát điện chỉ được khởi động sau khi làm xong các việc dưới đây:

## **2) Công tác chuẩn bị**

Công việc chuẩn bị phải được tiến hành chu đáo, xem xét các tổ máy và thiết bị phụ, kiểm tra sự hoàn hảo của các thiết bị và hệ thống điều khiển tự động, đưa các thiết bị vào vị trí sẵn sàng.

**a. Đối với lò hơi:** khi chuẩn bị cần:

- Tiến hành chất đầy nước và hệ thống sinh hơi;
- Đóng các cửa nắp trên đường khói và thông gió;
- Kiểm tra sự hoạt động của các van an toàn và của dụng cụ đo nước;
- Đặt các van của sơ đồ khởi động vào vị trí;
- Đánh dấu vị trí các mốc kiểm tra sự giãn nở của các ống góp và bao hơi;
- Kiểm tra khả năng cấp hơi từ nguồn ngoài.

**b. Đối với tuabin**

- Kiểm tra hoạt động của các aptômát an toàn;
- Kiểm tra tình trạng của hệ thống dầu và bơm dầu;
- Kiểm tra sự dịch chuyển của các van stop và van điều chỉnh;
- Kiểm tra thiết bị quay trục;
- Tiến hành sấy đường ống.

### **7.2.2. Khởi động lò hơi**

Việc khởi động lò hơi (nhóm lò) bắt đầu từ thao tác đốt nhiên liệu, nhóm lò tạo thành ngọn lửa ổn định trong buồng lửa. Khi tiến hành nhóm lò cần phải có các biện pháp bảo vệ bộ quá nhiệt khỏi bị nóng quá mức. Ở các lò có bao hơi, bảo vệ được thực hiện bằng cách cho nước đi qua hệ thống tuần hoàn với số lượng chiếm khoảng 30% lưu lượng nước định mức. Tiến hành kiểm tra sự giãn nở của các ống góp và bao hơi theo các mốc đã định.

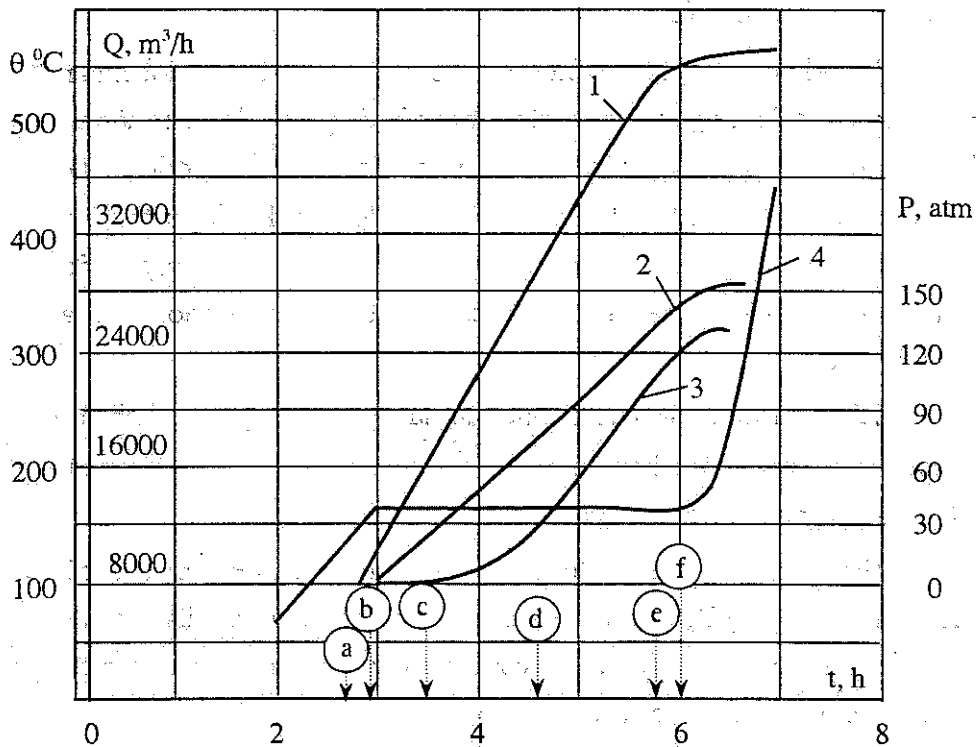
Khi phụ tải nhiệt của buồng lửa đạt đến 30% giá trị định mức, sẽ chuyển sang đốt nhiên liệu chính. Áp lực ở ống góp hơi ra được đưa lên đến giá trị định mức ở cuối giai đoạn khởi động.

Sự khởi động tuabin được bắt đầu bằng việc đưa hơi qua các van điều chỉnh và xung động rotor. Quá trình sấy tuabin được diễn ra khi tăng dần lưu lượng hơi và tăng dần số vòng quay của rotor sao cho tốc độ tăng nhiệt không vượt quá giá trị cho phép.

### **7.2.3. Khởi động khối từ trạng thái lạnh**

Sau khi hoàn tất các thao tác chuẩn bị cần tiến hành các thao tác:

- Mở bơm dầu khởi động;
- Mở bơm tuần hoàn;
- Đưa nước vào bình ngưng;
- Mở ejectơ để hút không khí trong bình ngưng và đưa hơi vào chèn tua bin;
- Nâng dần chân không;
- Cho nước vào lò hơi đến mức khởi động;
- Đóng van không khí và van nước;
- Mở van cắt, van bảo vệ và van điều chỉnh trên đường hơi chính giữa lò và tuabin;
- Đặt lò vào tình trạng chân không cùng tuabin;
- Lò hơi được chất đầy nước nóng  $70 \div 90^{\circ}\text{C}$ .



**Hình 7.2.** Chế độ khởi động tổ máy từ trạng thái lạnh:

- 1- nhiệt độ; 2- nhiệt độ hơi; 3- áp suất; 4- lưu lượng  
 a- đốt vòi phun; b- đóng van xả không khí; c- đóng đường nước động của bộ quá nhiệt bức xạ; d- xả dàn ống; e- nối với ống hơi; f- mang tải.

Khi xuất hiện chân không thì quá trình hoá hơi trong lò bắt đầu xảy ra. Hơi có nhiệt độ thấp được đưa vào đường hơi chính và qua tuabin vào bình ngưng, quá trình gia nhiệt bắt đầu.

Khi lò hơi đã được nhóm, quá trình hoá hơi diễn ra mạnh hơn, trong đường hơi xuất hiện áp suất dư. Nhiên liệu được điều chỉnh sao cho áp lực trong lò hơi không tăng quá nhanh. Thường đảm bảo sự tăng tuyến tính của nhiệt độ bảo hoà trong bao hơi với tốc độ khoảng  $1 \div 1,5^\circ\text{C/ph}$ .

Khi áp lực dư của hơi trước tuabin không lớn lắm ( $0,2 \div 0,3 \text{ MPa}$ ) thì sẽ xảy ra sự quay tự phát của rotor tuabin do sự tác động của hơi. Lúc



này cần đặc biệt theo dõi việc đưa nhiên liệu vào các vòi phun và theo dõi sự tăng của áp lực trong đường hơi, vì điều đó liên quan đến sự tăng tần số quay của rotor tuabin. Việc tăng tần số quay không được diễn ra quá nhanh. Khi tốc độ quay gần tốc độ định mức thì hệ thống điều khiển tuabin bắt đầu hoạt động. Việc tăng tốc độ quay được thực hiện nhờ thiết bị đồng bộ. Lúc đó sự tăng tiếp áp lực trong đường hơi sẽ không ảnh hưởng đến tốc độ của rotor tuabin nữa.

Khi việc điều chỉnh chế độ buồng lửa đã đạt được các thông số hơi cần thiết để hoà đồng bộ, máy phát bắt đầu được mang tải (khi khởi động khối những thông số này thường thấp hơn các thông số định mức). Sau khi các quy trình kiểm tra của các aptomat an toàn của tuabin được hoàn tất, máy phát được nối nối vào lưới và tuabin bắt đầu mang tải. Việc tăng tải tiếp theo được tiến hành theo quy trình với sự tăng tương ứng của các thông số hơi. Biểu đồ các thông số và các thao tác trong quá trình khởi động tổ máy được thể hiện trên hình 7.2.

Cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ (TĐCKT) phải luôn luôn ở trạng thái sẵn sàng. Khi cắt dòng điện ngắn mạch, nếu không sử dụng các biện pháp đặc biệt thì sự phục hồi từ thông diễn ra sẽ khá chậm và có thể dẫn đến sự mất đồng bộ nếu momen cơ của động cơ sơ cấp lớn hơn momen điện từ. Chức năng cơ bản của cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ là nhanh chóng khôi phục suất điện động của máy phát nhằm tăng momen điện từ và tạo ra công suất phản kháng để ngăn chặn sự suy giảm điện áp. Chính vì lẽ đó mà cơ cấu TĐCKT cần phải luôn được mắc trong mạng để có thể nhanh chóng khắc phục sự cố.

Với mục đích nâng cao độ tin cậy của nhà máy nhiệt điện và duy trì quá trình công nghệ sản xuất điện năng trong trường hợp cơ cấu kích từ bị ngừng hoạt động do sự cố, ở các máy phát luôn được lắp thêm hệ thống kích từ dự phòng. Nhiệm vụ của cơ cấu kích từ dự phòng là thay thế cơ cấu kích từ chính khi cần thiết, thường nó chỉ được thiết kế để làm việc tạm thời, bởi vậy máy phát chỉ được khởi động với cơ cấu kích từ chính.

### **7.3. Hoà máy phát vào mạng**

Khi đóng máy phát vào làm việc song song với mạng điện hoặc với các máy phát khác thường xuất hiện dòng điện cân bằng có thể gây hư hỏng cho máy, đồng thời làm giảm điện áp trong mạng, làm tăng tổn thất. Bởi vậy quá trình hoà đồng bộ máy phát phải được thực hiện sao cho ảnh hưởng của dòng điện này nhỏ nhất đến mức có thể, quá trình diễn ra càng nhanh càng tốt.

#### **7.3.1. Phương pháp hoà đồng bộ**

Trong thực tế hiện nay có hai phương pháp hoà đồng bộ được áp dụng là phương pháp đồng bộ chính xác và phương pháp tự đồng bộ.

##### **1) Phương pháp đồng bộ chính xác**

Theo phương pháp này máy phát được kích từ và tăng tốc độ quay gần bằng tốc độ đồng bộ. Thời điểm đóng đồng bộ vào mạng được chọn bởi nhân viên vận hành hoặc do thiết bị tự động theo các điều kiện:

- Vận tốc góc  $\omega_1$  của máy phát bằng vận tốc  $\omega_2$  của hệ thống;
- Điện áp của máy phát bằng điện áp hệ thống;
- Thứ tự các pha trùng nhau.

Nếu các điều kiện trên thoả mãn thì dòng cân bằng sẽ không xuất hiện. Tuy nhiên việc thực hiện chính xác các điều kiện trên là rất khó khăn, bởi vậy thường lúc đóng máy phát vào hệ thống vẫn có dòng cân bằng xuất hiện.

##### **2) Phương pháp tự đồng bộ**

Trước hết ta cần đóng vào mạch rotor máy phát một điện trở dập tắt và chuẩn bị đưa cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ vào làm việc. Trường hợp không có nó thì biến trở trong mạch kích từ được đặt ứng với vị trí không tải. Sau đó với sự trợ giúp của động cơ sơ cấp, máy phát được quay không có kích từ, khi tốc độ quay đạt giá trị  $96 \div 98\%$  tốc độ đồng bộ, thì đóng máy phát vào làm việc song song và liền sau đó là đóng kích từ. Máy phát tự mình hoà vào đồng bộ. Sự đóng có thể tiến hành ở độ

trượt  $\pm 5 \div 10\%$ .

Ưu điểm của phương pháp tự đồng bộ là:

- Thao tác đơn giản;
- Quá trình diễn ra tự động;
- Loại trừ khả năng đóng nhầm;
- Quá trình đóng diễn ra rất nhanh ( $3 \div 5$  s) so với phương pháp đồng bộ chính xác ( $5 \div 10$  ph).

### **7.3.2. Khởi động máy phát điện và hoà vào lưới**

Trưởng ca nhà máy điện, khi nhận được báo cáo của trưởng kíp điện rằng máy phát điện đã sẵn sàng khởi động sẽ ra lệnh khởi động máy.

Khi máy phát điện đã bắt đầu nâng tốc độ quay lên đến  $100 \div 300$  vg/ph thì máy phát điện và mọi thiết bị của nó đều được coi là đã có điện áp. Từ lúc này nghiêm cấm làm bất cứ việc gì ở máy trừ những việc mà quy phạm an toàn cho phép.

Khi tăng tốc độ vòng quay của máy phát điện thì phải chú ý đến vòng quay tới hạn ở  $1500$  vg/ph lúc này có thể xuất hiện sự rung nguy hiểm cho máy. Cho nên cần thiết phải vượt qua trị số vòng quay này càng nhanh càng tốt.

Khi quay xung động tuabin và tăng vòng quay của nó đến trị số định mức, nhân viên trực chính cần phải theo dõi:

- Xem có tiếng kêu gõ đặc biệt không? Khi thấy máy có hiện tượng không bình thường nói trên cần nhanh chóng ngừng máy lại để sửa chữa khắc phục.
- Sự làm việc của hệ thống bôi trơn, các gối đỡ và các dầu chèn lưu lượng phải vừa đủ, độ chênh áp lực của dầu, khí  $H_2$  trong máy phát điện phải ở trong giới hạn  $0,5 \div 0,7$  kG/cm<sup>2</sup> và phải được tự động duy trì do bộ điều chỉnh chênh áp lực.
- Sự làm việc tối ưu của các bộ làm mát khí, nhiệt độ của nước ở đầu vào và của  $H_2$  cần phải duy trì trong giới hạn.

- Độ rung của gối đỡ không được lớn hơn 0,03 mm.
- Không có sự rò rỉ  $H_2$  từ máy phát ra.

Sau khi máy phát đã đạt được tốc độ quay định mức và sau khi nhận được tín hiệu sẵn sàng hoà vào lưới thì cần phải điều chỉnh sơ đồ khối và các sơ đồ các máy biến điện áp theo phương thức vận hành quy định.

Hoà vào lưới điện do trưởng kíp tiến hành theo lệnh của trưởng ca về nâng điện áp, lấy đồng bộ và hoà vào lưới. Trước lúc nâng điện áp của máy phát trưởng kíp điện phải chuẩn bị sơ đồ kích từ theo quy trình vận hành các máy kích từ làm việc dự phòng. Tốc độ nâng điện áp của máy phát điện không hạn chế dù là khởi động từ trạng thái lạnh hay trạng thái nóng.

Các Ampermet đặt ở stator dùng để kiểm tra các sai sót trong sơ đồ điện của máy phát điện, trong quá trình nâng điện áp, nếu có sai sót (thí dụ các thiết bị đóng vào máy phát bị chập mạch), trong trường hợp này phải cắt kích từ và kiểm tra lại sơ đồ điện của máy phát điện. Chỉ số Ampermet của rotor và kilôvônmet của stator khi máy phát đã được kích thích cần phải tăng lên đều đặn.

Nghiêm cấm tăng dòng điện của rotor cao hơn mức cho phép trong khi máy chạy không tải và tốc độ quay của tuabin ở trị số định mức. Khi đã nâng điện áp của máy phát điện lên trị số định mức, trưởng kíp điện cần phải kiểm tra:

- + Sự làm việc của chổi than.
- + Nhiệt độ của nước làm mát và khí  $H_2$ .
- + Tất cả các thiết bị đấu nối vào thanh cái của máy phát điện.
- + Loại trừ các hư hỏng trong hệ thống kích từ, kiểm tra cách điện của mạch kích từ bằng vôn kế kiểm tra.

Sau khi đã xem xét xong thì bắt đầu hoà điện vào hệ thống. Sau khi máy phát đã được hoà vào hệ thống, cần phải báo cáo cho trưởng ca biết máy đã được đóng vào làm việc song song với lưới. Bằng cách điều chỉnh

kích từ và điều chỉnh tốc độ tuabin, xác lập chế độ công suất tác dụng và phản kháng theo biểu đồ do trường ca quy định, phụ tải phản kháng cần phải được tăng theo phụ tải tác dụng. Trong trường hợp sự cố, cần đưa bộ tự động điều chỉnh kích từ (TĐK) và “cường hành” kích từ vào làm việc. Trong quá trình này cần phải theo dõi chặt chẽ chỉ số của các đồng hồ tác dụng, không cho phép máy phát điện chuyển chế độ khi non kích từ.

#### **7.4. Chuyển đổi chế độ làm việc của máy phát**

##### **7.4.1. Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ**

Các máy phát nhiệt điện công suất 100 ÷ 200 MW vào giờ thấp điểm của biểu đồ phụ tải đôi khi sẽ kinh tế hơn nếu để chúng làm việc tạm thời ở chế độ máy bù đồng bộ với các tham số thấp và lượng hơi nước ít so với việc dừng và sau đó khởi động lại. Trong nhiều trường hợp do yêu cầu phải giữ điện áp của hệ thống ở mức xác định, một số máy phát phải chuyển sang làm việc ở chế độ bù đồng bộ bằng cách ngừng cung cấp môi năng cho tuabin. Đối với tuabin nước sau đó chân không bị cắt bỏ và nếu bánh xe làm việc đặt dưới mức nước hạ lưu thì tiến hành đẩy nước ra khỏi buồng bằng áp suất không khí. Đối với tuabin hơi, không nên để cho tuabin quay quá lâu ở chế độ không hơi nước để đề phòng khả năng cháy cánh quạt của rotor. Gần đây người ta đã nghiên cứu biện pháp ngăn ngừa sự quá nhiệt của rotor bằng cách cấp cho tuabin một lượng nhỏ hơi nước, khi chuyển máy phát sang chế độ bù đồng bộ mà không cần phải cắt ra khỏi tuabin.

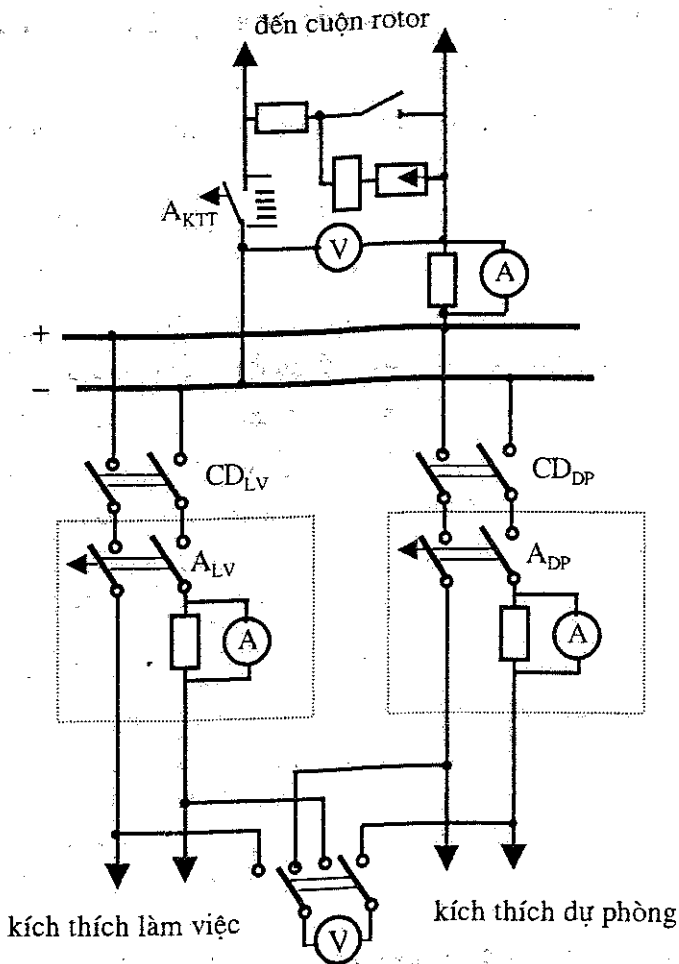
Việc điều chỉnh phụ tải phản kháng của máy phát ở chế độ bù đồng bộ được tiến hành bằng cách thay đổi dòng điện ở rotor. Trong trường hợp này dòng điện của stator và rotor không được vượt quá trị số cho phép.

##### **7.4.2. Chuyển đổi hệ thống kích từ chính (kích từ làm việc) sang hệ thống kích từ dự phòng việc và ngược lại**

Việc chuyển đổi hệ thống kích từ chính sang hệ thống kích từ dự

phòng được thực hiện bằng hai cách:

- \* Cách thứ nhất: Đóng kích từ dự phòng vào làm việc song song với kích từ đang làm việc, có nghĩa là không cắt kích từ khỏi máy phát, sau đó cắt kích từ làm việc ra khỏi sơ đồ;
- \* Cách thứ hai: Cắt kích từ chính và đóng kích từ dự phòng (sau khi thiết bị khử từ trường đã được cắt) và chuyển sang chế độ không đồng bộ.



Hình 7.3. Sơ đồ chuyển đổi kích từ.

Trong cả hai trường hợp máy phát không phải cắt ra khỏi mạng. Ưu điểm của phương pháp thứ nhất là không đòi hỏi phải giảm phụ tải của máy phát. Nhược điểm của nó là chế độ làm việc song song của kích từ với các đặc tính khác nhau có thể gây ra dòng điện cân bằng, dẫn đến sự đánh lửa trên cổ góp của kích từ. Vì vậy thời gian thực hiện không được diễn ra quá lâu (không quá  $2 + 3$  s). Đối với các máy phát làm việc với dòng kích từ lớn, việc chuyển đổi kích từ được thực hiện bằng aptomat. Sơ đồ chuyển đổi kích từ được thể hiện trên hình 7.3.

Theo phương pháp thứ hai, khi chuyển máy phát từ kích từ này sang kích từ kia sẽ không thể xuất hiện dòng điện cân bằng, nhưng việc chuyển máy phát về chế độ không đồng bộ chỉ cho phép khi phụ tải không quá  $20 + 40\%$  giá trị định mức. Trong đa số các trường hợp nếu việc chuyển đổi kích từ diễn ra không quá 10 s và chế độ không đồng bộ không gây ra sự tác động của các bảo vệ thì cho phép máy phát mang tải  $70 + 80\%$  giá trị định mức đối với tuabin có rotor rèn liền. Khi chuyển đổi trạng thái kích từ, cần kiểm tra các cực cho phù hợp. Điện áp ở kích từ làm việc được điều chỉnh ứng với từng loại sơ đồ kích từ cụ thể.

Khi chuyển từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng mà không cắt kích từ khỏi máy phát, cần phải chỉnh định điện áp trên kích từ dự phòng cao hơn 10% so với điện áp ở cổ góp của rotor. Sau khi kiểm tra sự đồng cực của các kích từ làm việc và dự phòng bằng Vônmet, tiến hành đóng kích từ dự phòng vào thanh cái bằng aptomat hoặc cầu dao rồi liền đó không quá 3 s, cắt kích từ làm việc. Nếu cần thiết có thể điều chỉnh kích từ bằng biến trở shun của kích từ dự phòng.

Khi chuyển đổi từ kích từ này sang kích từ khác mà có cắt chúng ra khỏi máy phát, phụ tải của máy phát cần giảm đến giá trị cho phép ở chế độ không đồng bộ. Tiến hành các thay đổi cần thiết trong sơ đồ làm việc của tuabin và lò hơi. Kích từ được đóng vào sẽ được kích đến điện áp như đối với trường hợp chuyển đổi mà không cắt chúng khỏi máy phát. Cắt aptomat khử từ trường, sau đó cắt kích từ cũ khỏi máy phát và đóng

kích từ mới vào, tiếp đó đóng aptomat khử từ rồi tiến hành điều chỉnh kích từ máy phát với kích từ mới.

## **7.5. Các thao tác loại trừ sự cố trong nhà máy điện**

### **7.5.1. Công tác loại trừ sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện**

Sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện là loại sự cố hết sức trầm trọng và nguy hiểm vì nó thường dẫn đến giảm công suất của máy phát, giảm tần số, phá vỡ chế độ làm việc song song của các tổ máy phát, trực tiếp phá vỡ sự cân bằng công suất trong hệ thống. Vì vậy người kỹ sư trực trạm phải thông báo kịp thời tiến trình loại trừ sự cố cho điều độ viên. Trưởng ca trực tiếp thực hiện các thao tác loại trừ sự cố dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban. Sự mất điện trên thanh cái chính của nhà máy điện xảy ra thường do ngắn mạch trên các phần tử của thanh cái hoặc do máy cắt của các lộ ra không làm việc khi có sự cố ngắn mạch.

Trong trường hợp đó bảo vệ so lệch sẽ tác động, một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện có thể bị tách ra khỏi hệ thống và làm việc ở chế độ thiếu hoặc thừa công suất phát. Bởi vậy nhân viên vận hành cần nhanh chóng tiến hành các biện pháp điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Kiểm tra nguồn tự dùng của nhà máy điện.

Nếu nhà máy điện bị tách ra khỏi hệ thống mà thiếu công suất phát và tần số giảm đến giá trị khởi động của bộ phận điều chỉnh tần số thì một phần phụ tải sẽ bị cắt tự động. Nhân viên vận hành cần đưa máy phát dự phòng vào hoạt động và tận dụng tối đa khả năng quá tải của máy phát. Trong bất cứ trường hợp nào cũng phải duy trì nguồn tự dùng của nhà máy.

Nếu sự cố xảy ra ngay trên thanh cái chính thì cần tiến hành chuyển tất cả các điểm nối sang thanh cái dự phòng.

Ở các nhà máy điện có khối máy phát - máy biến áp, nếu khối này bị cắt bởi tác động của bảo vệ rơle thì có thể do sự cố trong máy phát,



máy biến áp, hoặc ở các phần tử khác của khối. Nếu nhà máy điện không khối thì máy phát có thể bị cắt do sự phân phối lại phụ tải giữa các tổ máy còn làm việc. Trong trường hợp này cần điều chỉnh hợp lý phụ tải giữa các tổ máy phát.

### **7.5.2. Các trường hợp ngừng tuabin khẩn cấp**

Tuabin cần phải được dừng khẩn cấp khi có những biểu hiện bất bình thường trong quá trình vận hành:

- Có sự phá hoại chân không.
- Áp lực dầu bôi trơn giảm thấp đến  $0,3 \text{ kg/cm}^2$ .
- Áp lực dầu trong hệ thống điều chỉnh giảm xuống đến  $10 \text{ kg/cm}^2$ .
- Dầu bị cháy mà không có khả năng dập tắt đám cháy ngay được.
- Rotor tuabin bị di trục  $1,2 \text{ mm}$  về phía máy phát hoặc  $1,7 \text{ mm}$  về phía xilanh cao áp.
- Tốc độ rung tăng đột ngột lên một lượng  $20 \mu\text{m}$  ở gối 1. và  $2,3 \mu\text{m}$  ở gối 3 và 4.
- Độ chênh áp lực dầu và  $\text{H}_2$  giảm hơn mức cho phép.
- Xuất hiện ma sát kim loại rõ ràng ở trong tuabin, trong máy phát hoặc khi xuất hiện các tia lửa bắn ra từ các ổ chèn dầu của tuabin.
- Nhiệt độ dầu trên đường xả ra từ một gối trục bất kỳ của tuabin đột ngột tăng đến  $75^\circ\text{C}$  hoặc từ gối trục đó có khói bay ra.
- Xuất hiện khói lửa từ máy phát.
- Tốc độ quay của tuabin tăng quá  $3300 \text{ vg/ph}$ .
- Chân không bị giảm đến  $540 \text{ mmHg}$ .
- Mức dầu trong bể dầu giảm thấp hơn mức giới hạn 5 vạch theo bộ chỉ báo mức dầu.
- Tất cả các bơm dầu của hệ thống dầu chèn máy phát bị ngừng.
- Mất nước làm mát máy phát.
- Các độ dẫn nở tương đối của rotor cao áp và hạ áp đến các trị số không cho phép.

### **7.5.3. Đảm bảo độ tin cậy cho sơ đồ tự dùng của nhà máy điện**

Tự dùng nhà máy nhiệt điện là một thành phần tối quan trọng vì nó đảm bảo cho toàn bộ quá trình hoạt động sản xuất điện của nhà máy. Tất cả các thiết bị của hệ thống tự dùng được chia làm hai loại: Loại quan trọng là các thiết bị mà nếu ngừng hoạt động thì sẽ làm ngừng hoạt động của toàn bộ nhà máy điện hoặc làm giảm sản lượng điện phát ra; loại bình thường là loại thiết bị mà nếu tạm ngừng một thời gian cũng không làm ảnh hưởng đáng kể đến sự hoạt động của nhà máy điện. Nguồn tự dùng thường được lấy từ các máy phát lớn. Độ tin cậy của hệ thống tự dùng được đảm bảo bởi các biện pháp sau:

- Phân đoạn hệ thanh cái, mỗi phần thanh cái được cung cấp từ không dưới hai nguồn;
- Áp dụng hệ thống tự động đóng dự phòng;
- Các động cơ của cơ cấu tự dùng đồng chức năng (hút khói, quạt lò v.v.) được phân bố theo các ngăn khác nhau để nếu như một trong các ngăn bị sự cố thì sẽ không dẫn đến sự ngừng toàn bộ thiết bị;
- Ở các nhà máy điện lớn cần sử dụng máy biến áp tự dùng dự phòng nối với hệ thống chung.

### **7.5.4. Thao tác dừng tổ máy**

Việc dừng tổ máy có thể là do sự cố hoặc theo quy trình vận hành (sửa chữa trung, đại tu v.v.) Việc dừng bình thường được tiến hành theo lệnh của người điều độ hệ thống hoặc theo lệnh của kỹ sư trực. Dừng sự cố được thực hiện khi có hỏng hóc hoặc khi thiết bị bảo vệ tác động. Khi dừng bình thường tổ máy trước hết cần giảm dần phụ tải sau đó ngắt máy.

Thao tác ngắt với lò hơi gồm các công việc:

- Đóng các van lò đường hơi sau khi ngừng cấp nhiên liệu, ngắt tuabin được thực hiện bằng cách đóng van Stop. Ngắt máy phát bằng cách mở máy cắt.

Trong điều kiện vận hành có thể có trường hợp sự tháo tải xảy ra do các nguyên nhân không có liên quan gì đến tổ máy hoặc khối cả, ví dụ như sự cố hư hỏng ở mạng điện bên ngoài. Để máy không bị ngắt trong trường hợp này, cần phải có khoá liên động giữ cho máy phát làm việc ở chế độ không tải, điều đó cho phép đóng lại tải nhanh chóng sau khi sự cố được khắc phục.

Việc dừng tổ máy phát vì lý do bảo dưỡng định kỳ được thực hiện theo kế hoạch đã định trước. Ở các nhà máy nhiệt điện quá trình làm việc và dừng các tổ máy phải được thực hiện theo chỉ thị của hệ thống điều độ quốc gia, vào mùa khô do sự giảm công suất phát ở các nhà máy thuỷ điện, nhà máy nhiệt điện phải làm việc đầy tải, vì vậy mà hầu như tất cả tổ máy đều đưa vào vận hành, còn khi sang mùa mưa việc cung cấp điện lại ưu tiên nhà máy thuỷ điện, nên trong thời gian này ở nhà máy nhiệt điện có thể dừng một số tổ máy để tiến hành các công việc sửa chữa trung và đại tu. Lịch sửa chữa đại tu tổ máy là 4 năm 1 lần và thời gian thực hiện là 3 tháng, còn sửa chữa trung tu thì 2 năm 1 lần với thời gian thực hiện là 1 tháng. Như vậy cứ 2 lần trung tu thì sẽ có một lần đại tu.

## **7.6. Sấy máy phát điện**

### **7.6.1. Nguyên tắc chung**

Theo quy trình vận hành máy điện, các máy phát điện và máy bù đồng bộ điện áp dưới 15 kV có thể đóng vào mạng không cần sấy nếu thoả mãn ba điều kiện sau :

- Điện trở cách điện của các cuộn dây stator (quy về nhiệt độ 75<sup>o</sup>C) sau 60s kể từ khi cấp điện áp không thấp hơn giá trị  $R_{60}$ , xác định theo biểu thức

$$R_{60} = \frac{U_n}{1000 + 0,01P_n} , M\Omega ;$$

trong đó:

$U_n$  và  $P_n$  - điện áp và công suất định mức của máy phát, (V) và (kW);

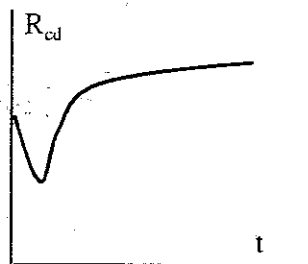
- Hệ số hấp phụ không nhỏ hơn 1,2 ;
- Hệ số phi tuyến (tỷ số giữa điện trở cách điện ứng với điện áp chỉnh lưu  $0,5U_n$  trên điện trở cách điện ứng với điện áp chỉnh lưu  $2,5U_n$ ) không lớn hơn 1,3.

Ngoài các trường hợp trên, tất cả các máy điện khi đưa vào vận hành từ trạng thái dự phòng hoặc sau sửa chữa đại tu, cần phải được kiểm tra cách điện và sấy. Quá trình sấy máy điện có thể được thực hiện theo các phương pháp: ủ sấy, tổn thất trong lõi thép của stator, phương pháp đốt nóng bằng dòng điện một chiều hoặc phương pháp đốt nóng bằng dòng ngắn mạch 3 pha (đối với máy phát thủy điện). Các loại máy điện công suất lớn thường được sấy bằng phương pháp tổn thất trong lõi thép và phương pháp dòng điện một chiều, phương pháp dòng điện ngắn mạch 3 pha thường được áp dụng trong điều kiện vận hành, khi cách điện bị ẩm không nhiều.

Việc đuổi không khí ẩm ra khỏi máy trong quá trình sấy có thể thực hiện với sự trợ giúp của các máy quạt. Nhiệt độ cực đại trong quá trình cần được điều chỉnh trong phạm vi gần giới hạn nhiệt độ cho phép ứng với loại cách điện sử dụng trong các cuộn dây, nhìn chung không thấp hơn  $80^{\circ}\text{C}$ . Tốc độ tăng nhiệt không quá  $5^{\circ}\text{C}/\text{h}$ .

Sự thay đổi điện trở cách điện trong quá trình sấy được thể hiện trên hình 7.4. Đầu tiên giá trị điện giảm do sự mềm hoá cách điện, sau đó sẽ tăng dần đến giá trị xác lập. Trong quá trình sấy cần tiến hành kiểm tra điện trở cách điện  $R_{60}$  khoảng 2 h một lần, đối với máy lớn kiểm tra 2 ÷ 3 lần mỗi ngày. Quá trình sấy sẽ kết thúc nếu điện trở cách điện không thay đổi trong vòng 5 h ứng với nhiệt độ xác lập.

Hình 7.4. Sự thay đổi của điện trở cách điện trong quá trình sấy.



### 7.6.2. Phương pháp dùng tủ sấy

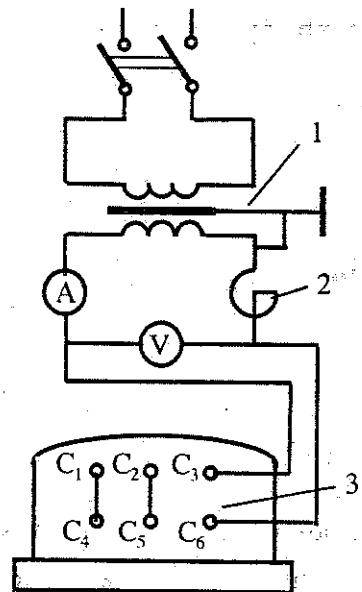
Nhiệt năng cung cấp cho tủ sấy có thể là hơi nước hoặc dùng điện. Khí nóng trong tủ được lưu thông với sự trợ giúp của các máy quạt. Nhiệt độ trong tủ có thể kiểm tra bằng nhiệt kế hoặc thiết bị đo từ xa. Phương pháp sấy này có ưu điểm là đơn giản và tin cậy nhưng tiêu tốn nhiều năng lượng và thời gian sấy dài.

### 7.6.3. Sấy bằng dòng điện

Quá trình sấy bằng dòng điện được thực hiện bằng cách cấp cho cuộn dây dòng điện áp thấp, khi chạy trong cuộn dây dòng điện sinh ra một lượng nhiệt làm tăng nhiệt độ và sấy cuộn dây. Theo phương pháp này điện năng tiêu thụ sẽ không nhiều do sự đốt nóng trực tiếp cuộn dây làm hơi nước thoát ra mạnh. Nhiệt độ đốt nóng có thể thay đổi bằng cách điều chỉnh cường độ dòng điện trong cuộn dây. Nếu dùng dòng điện một chiều thì chỉ cuộn dây có điện được đốt nóng, còn nếu dùng dòng điện xoay chiều thì nhiệt năng sẽ được toả ra ở tất cả các cuộn dây có mạch khép kín. Sơ đồ mạch điện sấy máy điện được thể hiện trên hình 7.5.

Hình 7.5. Sơ đồ sấy bằng dòng điện:

- 1- máy biến áp hàn;
- 2- cuộn kháng điện;
- 3- stator máy điện sấy.



Quá trình sấy máy phát bằng dòng ngắn mạch 3 pha được thực hiện khi máy đang quay với tốc độ định mức. Dòng điện sấy được lấy từ nguồn khác, các cuộn dây của rotor được nối ngắn mạch. Sự điều chỉnh nhiệt độ được thực hiện bằng cách điều chỉnh cường độ dòng điện kích từ, tăng dần đến giá trị cần thiết. Điện trở của cuộn dây stator khi sấy bằng phương pháp dòng điện không được nhỏ hơn 0,05 MΩ, còn điện trở của cuộn dây rotor không nhỏ hơn 2 MΩ. Dòng điện sấy có thể lấy bằng  $1,5.I_n$  nếu sấy trong khoảng thời gian 1 h và bằng dòng định mức nếu sấy trong vòng 2 h.

#### **7.6.4. Sấy bằng phương pháp cảm ứng**

##### **1) Phương pháp tổn thất trong lõi thép của stator**

Phương pháp này sử dụng nguồn nhiệt tạo ra bởi dòng điện xoáy trong lõi thép của stator. Sơ đồ sấy được thể hiện trên hình 7.4. Cuộn dây sấy, còn gọi là cuộn từ hoá, được lồng trong rãnh stator, khi được cấp nguồn, một từ thông sẽ sinh ra dòng điện xoáy đốt nóng lõi thép. Thông thường quá trình sấy được thực hiện không có rotor, bởi vì sự có mặt của rotor sẽ gây cản trở cho việc lắp đặt cuộn dây từ hoá và gây phức tạp cho quá trình sấy vì cứ sau mỗi 30 ph lại phải quay rotor đi  $180^\circ$  để tránh sự uốn rotor. Trước khi sấy cần phải kiểm tra cẩn thận vì nếu có vật thể kim loại nằm trong rãnh stator thì sẽ dẫn đến ngắn mạch và làm hỏng lõi thép. Do cuộn dây từ hoá làm việc trong môi trường nhiệt độ cao nên phụ tải chỉ lấy bằng 60% giới hạn cho phép ứng với tiết diện dây dẫn lựa chọn.

##### **2) Phương pháp tổn thất trong vỏ máy**

Phương pháp sấy cảm ứng có thể thực hiện bằng cách quấn trên vỏ máy một số vòng dây và cấp cho nó nguồn điện xoay chiều điện áp thấp. Lúc này vỏ của máy điện có chức năng như cuộn dây thức cấp được nối ngắn mạch của máy biến áp khô (cuộn sơ cấp chính là các vòng dây quấn quanh vỏ). Vỏ của máy sẽ được nung nóng bởi dòng điện cảm ứng sinh ra trong nó. Để tăng cường sự đối lưu không khí, máy điện khi sấy nên ở trạng thái quay.

### 3) Tính toán cuộn dây sấy cảm ứng

Suất điện động của cuộn dây từ hoá xác định theo biểu thức

$$E = k_e U$$

trong đó:  $U$  - điện áp cấp cho cuộn dây từ hoá,  $V$ ;

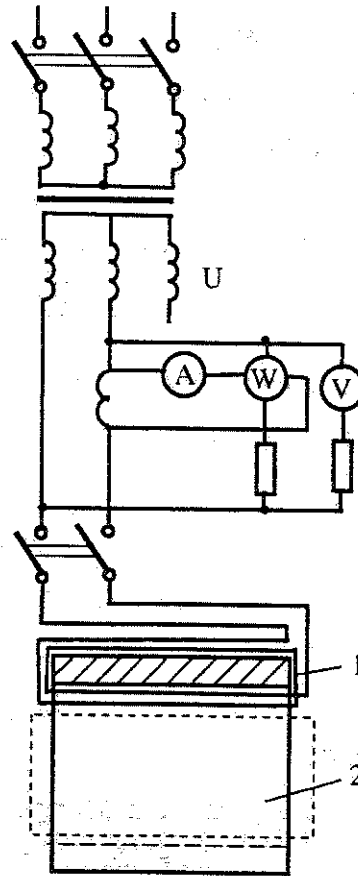
$k_e$  - hệ số tính đến độ rơi điện áp trong cuộn dây, có thể lấy giá trị trong bảng 7.1.

**Bảng 7.1.** Giá trị các hệ số phụ thuộc vào vật liệu làm vỏ máy

Hệ số	Vỏ bằng gang	Vỏ nhôm	Không vỏ
$k_e$	0,7 ÷ 0,8	0,8 ÷ 0,9	1,1 ÷ 1,15
$\cos\varphi$	0,2 ÷ 0,4	0,1 ÷ 0,2	0,1 ÷ 0,2

Giá trị lớn được lấy ứng với máy có công suất cao.

**Hình 7.6.** Sơ đồ sấy máy phát theo phương pháp tổn thất trong lõi thép stator:  
1- cuộn dây sấy;  
2- stator máy phát.



Số vòng dây cần thiết của cuộn từ hoá

$$\omega = \frac{E \cdot 10^8}{222 B_a F_c}$$

trong đó:  $B_a$  - giá trị thực tế của cảm ứng từ

$$B_a = \frac{B}{k_s}$$

$k_s$  - hệ số từ tản có giá trị trong khoảng 1,15 ÷ 1,3 (giá trị lớn ứng với công suất nhỏ);

$B$  - cảm ứng từ có giá trị 12000 ÷ 20000 (giá trị lớn ứng với máy công suất thấp);

$F_c$  - diện tích mạch từ:

$$F_c = k_c(L - b \cdot n)h_a$$

$k_c$  - hệ số lấp đầy lõi thép;

$L$  - chiều dài dọc trục của stator, cm;

$b$  - bề rộng của rãnh thoát khí, cm;

$n$  - số lượng rãnh;

$h_a$  - chiều cao hiệu dụng của stator, cm;

$$h_a = \frac{D_n - D_{tr}}{2} - h_r$$

$D_n, D_{tr}$  - đường kính ngoài và đường kính trong của lõi thép stator, cm;

$h_r$  - chiều cao răng stator, cm.

Lực từ hoá :

$$F_\mu = H \cdot l_{tb}$$

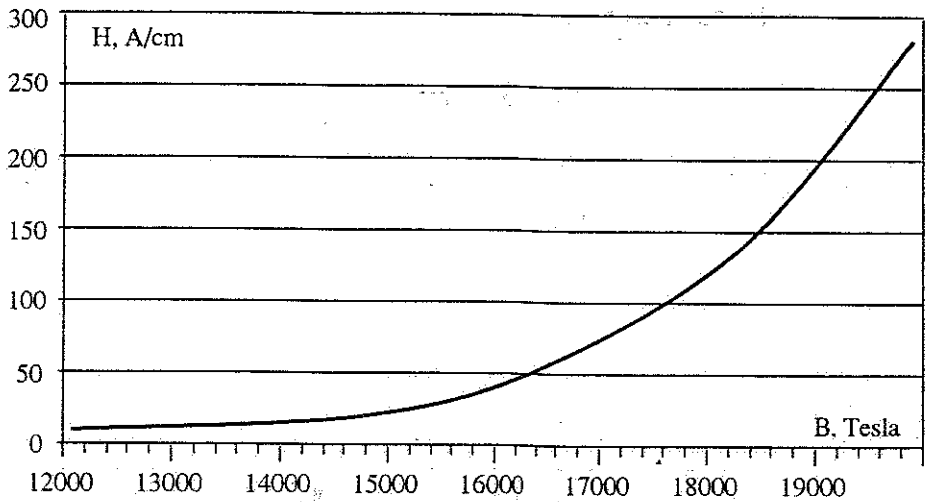
Cường độ từ trường  $H$  được xác định theo biểu đồ hình 7.7 hoặc tra bảng 7.2 phụ thuộc vào giá trị của cảm ứng từ  $B_a$ .

Ví dụ  $B = 13000$  thì  $H = 11,4$ ;  $B = 13100$  thì  $H = 11,8$ ;  $B = 13200$  thì  $H = 12,2$  v.v.

$l_{tb}$  - chiều dài trung bình của đường sức :

$$l_{tb} = (D_n - h_a)\pi$$





Hình 7.7. Đường cong phụ thuộc của cường độ từ trường  $H = f(B_s)$ .

Bảng 7.2. Cường độ từ trường  $H$  phụ thuộc vào  $B_s$ , (A/cm)

$B_s$ , Tesla	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900
12000	8,43	8,66	8,91	9,18	9,46	9,76	10,1	10,4	10,7	11
13000	11,4	11,8	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,3	14,8	15,3
14000	15,8	16,4	17,1	17,8	18,6	19,5	20,5	21,5	22,6	23,8
15000	25,0	26,4	27,9	29,5	31,1	32,8	34,6	36,6	38,8	41,2
16000	43,7	46,3	49,1	52,2	55,3	58,8	62,3	66,0	69,8	73,3
17000	77,6	82,0	86,3	90,7	96,3	101	106	111	116	122
18000	128	134	142	146	152	159	166	173	180	188
19000	197	206	216	226	236	246	256	268	282	296

Dòng từ hoá của cuộn dây

$$I = \frac{F_\mu}{\omega}, \text{ A}$$

Công suất từ hoá  $S = U.I.10^{-3}, \text{ kVA}$

$$P = S.\cos\phi, \text{ kW}$$

Hệ số  $\cos\phi$  có giá trị trong khoảng  $0,2 \div 0,4$  (bảng 7.1).

Tiết diện dây dẫn từ hoá

$$F = \frac{I}{j}, \text{ mm}^2$$

$j$  - mật độ dòng điện ( $\text{A}/\text{mm}^2$ ) lấy giá trị trong khoảng  $3,5 \div 5$  đối với dây đồng và  $2 \div 3$  đối với dây nhôm.

### 7.7. Ví dụ và bài tập

**Ví dụ 7.1.** Hãy tính toán số cảm ứng cho một máy điện công suất 7 kW, vỏ bằng gang, biết kích thước như sau

	Kích thước, cm						
Tham số	$D_n$	$D_{tr}$	L	b	$h_r$	n	B, Tesla
Giá trị	25	15	30	2	2,6	4	19000

#### Giải

Trước hết ta chọn điện áp dây là 220 V

Suất điện động của cuộn dây từ hoá với hệ số  $k_e = 0,8$

$$E = k_e U = 0,8 \cdot 220 = 176 \text{ V}$$

Chiều cao hiệu dụng của stator, cm ;

$$h_a = \frac{D_n - D_{tr}}{2} - h_r = \frac{25 - 15}{2} - 2,6 = 2,4 \text{ cm}$$

Diện tích mạch từ

$$F_c = k_c(L - b \cdot n)h_a = 0,9(30 - 2 \cdot 4) \cdot 2,4 = 47,52 \text{ cm}^2$$

Giá trị thực tế của cảm ứng từ

$$B_a = \frac{B}{k_s} = \frac{19000}{1,25} = 15200$$

Số vòng dây cần thiết của cuộn từ hoá

$$\omega = \frac{E \cdot 10^8}{222 B_a F_c} = \frac{176 \cdot 10^8}{222 \cdot 15200 \cdot 47,52} = 109,75 \approx 110 \text{ vòng}$$

Ứng với giá trị của  $B_a = 15200$ , tra bảng 7.2 xác định cường độ từ trường  $H = 27,9 \text{ A/cm}$

Chiều dài trung bình của đường sức

$$l_{tb} = (D_n - h_a)\pi = (25 - 2,4) \cdot 3,14 = 70,96 \text{ cm}$$

Lực từ hoá

$$F_\mu = H \cdot l_{tb} = 27,9 \cdot 70,96 = 1980 \text{ A}$$

Dòng từ hoá của cuộn dây

$$I = \frac{F_\mu}{\omega} = \frac{1980}{110} = 18 \text{ A}$$

Công suất từ hoá

$$S = U \cdot I \cdot 10^{-3} = 220 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 3,96 \text{ kVA}$$

Tiết diện dây dẫn từ hoá bằng đồng với  $j = 3,5 \text{ A/mm}^2$  là

$$F = \frac{I}{j} = \frac{18}{3,5} = 5,15 \text{ mm}^2$$

Chọn tiết diện dây là  $F_{Cu} = 6 \text{ mm}^2$

**Bài tập 7.1.** Hãy tính toán sầy cảm ứng cho một máy điện công suất 63 kW, vỏ bằng gang, biết kích thước như sau:

Tham số	Kích thước, cm					n	B, Tesla
	$D_n$	$D_{tr}$	L	b	$h_r$		
Giá trị	55	38	60	3,5	4	6	15000

## **Tóm tắt chương 7**

### *Kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát*

- Quan sát tình trạng bên ngoài của các bộ phận;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống dầu;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống làm mát;
- Đo điện trở cách điện của các cuộn dây mạch stator, mạch rotor và kích từ;
- Kiểm tra mức dầu, áp suất và nhiệt độ của dầu.

### *Kiểm tra máy phát ở trạng thái vận hành:*

- Sự xuất hiện tia lửa ở cổ góp của máy kích từ; Độ mòn của hệ thống chổi; Độ rung của các ổ bi; Độ ồn của máy phát; Nhiệt độ của ổ bi và hệ thống làm mát; Áp suất của dầu.

*Khởi động lò hơi (nhóm lò):* Trước hết tiến hành kiểm tra sự dẫn nở của các ống góp và bao hơi theo các mốc đã định. Khi phụ tải nhiệt của buồng lửa đạt đến 30% định mức sẽ chuyển sang đốt nhiên liệu chính.

*Phương pháp hoà đồng bộ:* Phương pháp đồng bộ chính xác và phương pháp tự đồng bộ

*Thao tác dừng tổ máy:* Thao tác ngắt với lò hơi gồm các công việc:

- Đóng các van lò đường hơi sau khi ngừng cấp nhiên liệu ngắt tuabin được thực hiện bằng cách đóng van Stop. Ngắt máy phát bằng cách ngắt máy cắt.

*Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ* bằng cách ngừng cung cấp môi năng cho tuabin

*Chuyển đổi hệ thống kích từ chính (kích từ làm việc) sang hệ thống kích từ dự phòng việc và ngược lại có thể thực hiện bằng hai cách:*

- \* Cách thứ nhất: Đóng kích từ dự phòng vào làm việc song song với kích từ đang làm việc, sau đó cắt kích từ làm việc ra khỏi sơ đồ;
- \* Cách thứ hai: Cắt kích từ chính và đóng kích từ dự phòng và chuyển sang chế độ không đồng bộ.

Công tác loại trừ sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện được thực hiện dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban. Trong trường hợp một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện bị tách ra khỏi hệ thống nhân viên vận hành cần nhanh chóng tiến hành các biện pháp điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Kiểm tra nguồn tự dùng của nhà máy điện.

Tuabin cần phải được dừng khẩn cấp khi có những biểu hiện bất bình thường trong quá trình vận hành:

Tự dùng nhà máy nhiệt điện là một thành phần tối quan trọng vì nó đảm bảo cho toàn bộ quá trình hoạt động sản xuất điện của nhà máy. Độ tin cậy của hệ thống tự dùng được đảm bảo bởi các biện pháp phân đoạn hệ thanh cái; Áp dụng hệ thống tự động đóng dự phòng;

Thao tác dừng sự cố được thực hiện khi có hỏng hóc hoặc khi thiết bị bảo vệ tác động. Khi dừng bình thường tổ máy trước hết cần giảm dần phụ tải sau đó ngắt máy.

Sấy máy điện

- Điện trở cách điện của các cuộn dây stator (quy về nhiệt độ 75°C) sau 60 s phải không nhỏ hơn giá trị  $R_{60} = \frac{U_n}{1000 + 0,01P_n}$ , MΩ;

- Phương pháp dùng tủ sấy

- Sấy bằng dòng điện

Quá trình sấy bằng dòng điện được thực hiện bằng cách cấp cho cuộn dây dòng điện áp thấp, khi chạy trong cuộn dây dòng điện sinh ra một lượng nhiệt làm tăng nhiệt độ và sấy cuộn dây. Có thể sấy bằng dòng điện một chiều hoặc dòng xoay chiều

- Sấy bằng phương pháp cảm ứng

\* Phương pháp tổn thất trong lõi thép của stator sử dụng nguồn nhiệt tạo ra bởi dòng điện xoáy trong lõi thép của stator.

\* Phương pháp tổn thất trong vỏ máy được thực hiện bằng cách quấn trên vỏ máy một số vòng dây và cấp cho nó nguồn điện xoay chiều điện áp thấp.

**\* Tính toán cuộn dây sấy cảm ứng**

Sđđ	Số vòng dây	Cảm ứng từ	Stđ	Dòng từ hoá	Công suất	Tiết diện dây dẫn
$k_e U$	$\omega = \frac{E \cdot 10^8}{222 B_a F_c}$	$B_a = \frac{B}{k_s}$	$F_\mu = H \cdot l_{tb}$	$I = \frac{F_\mu}{\omega}$	$S = U \cdot I \cdot 10^{-3}$	$F = \frac{I}{j}$

**Câu hỏi ôn tập**

1. Hãy cho biết công tác kiểm tra máy phát điện.
2. Hãy cho biết chế độ làm việc bình thường của máy phát điện.
3. Công tác kiểm tra trước khi khởi động máy phát.
4. Công tác chuẩn bị khởi động máy phát.
5. Các phương pháp hoà đồng bộ máy phát điện.
6. Khởi động khối từ trạng thái lạnh.
7. Khởi động máy phát điện và hoà vào lưới.
8. Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ.
9. Chuyển kích từ dự phòng sang chế độ làm việc và ngược lại.
10. Các thao tác loại trừ sự cố trong nhà máy điện.
11. Nguyên tắc chung sấy máy điện.
12. Sấy bằng dòng điện.
13. Sấy bằng phương pháp cảm ứng.
14. Tính toán sấy cảm ứng máy điện.

## Chương 8

# VẬN HÀNH TRẠM BIẾN ÁP

### 8.1. Những vấn đề chung

Vận hành trạm biến áp bao gồm các công việc kiểm tra định kỳ, sửa chữa, bảo dưỡng định kỳ, thử nghiệm, thao tác đóng cắt duy trì chế độ làm việc bình thường với hiệu quả kinh tế cao nhất. Công việc kiểm tra định kỳ do nhân viên vận hành có trình độ an toàn không dưới bậc 3 tiến hành. Để máy biến áp luôn ở trạng thái làm việc bình thường cần phải đặt nó dưới sự giám sát chặt chẽ. Việc giám sát này bao gồm:

- Giám sát nhiệt độ, mức điện áp và phụ tải;
- Giám sát các chỉ tiêu kỹ thuật của dầu và cách điện;
- Giám sát tình trạng của các thiết bị làm mát và thiết bị điều chỉnh điện áp.

Đối với các trạm biến áp có người trực, việc giám sát các thông số vận hành được căn cứ vào các chỉ số của các đồng hồ đo. Các chỉ số của đồng hồ đo được ghi lại mỗi tiếng một lần, riêng đối với trường hợp máy biến áp làm việc quá tải thì phải ghi nửa tiếng một lần. Đối với các trạm biến áp không có người trực thì các chỉ số của đồng hồ đo được ghi lại ở mỗi lần đi kiểm tra, cần đặc biệt chú ý đến sự cân bằng pha trong thời gian cao điểm.

Các máy biến áp phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường. Việc kiểm tra định kỳ máy biến áp được thực hiện ít nhất mỗi ca một lần đối với trạm có người trực và 15 ngày một lần đối với các trạm biến áp không có người trực. Khi kiểm tra trạm biến áp cần chú ý đến tình trạng của các tiếp điểm, mức dầu trong máy biến áp và máy cắt,

tiếng kêu của máy, trạng thái của các sứ cách điện, cầu chảy v.v. Nếu trong quá trình kiểm tra phát hiện ra những hiện tượng lạ như tiếng kêu rú của máy biến áp, tiếp xúc điểm bị nóng, dầu bị chảy v.v., thì cần báo ngay cho trực ban để kịp thời xử lý. Trường hợp khẩn cấp như đe dọa đến tính mạng người, sự cố ngắn mạch v.v., thì cần tiến hành cắt loại ngay các phần tử bị sự cố ra khỏi mạng điện sau đó báo cho trực ban về những diễn biến. Tất cả các kết quả khảo sát, kiểm tra được ghi vào sổ nhật ký lưu trữ. Kiểm tra bất thường được tiến hành khi có các hiện tượng sau:

- Nhiệt độ dầu thay đổi đột ngột;
- Máy bị cắt bởi rơle hơi hoặc rơle so lệch.

Những công việc thực hiện trong trạm biến áp như sửa chữa, chỉnh định, thay đổi dầu phân áp v.v. chỉ được thực hiện theo phiếu thao tác.

## **8.2. Thao tác vận hành máy biến áp**

### **8.2.1. Kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp**

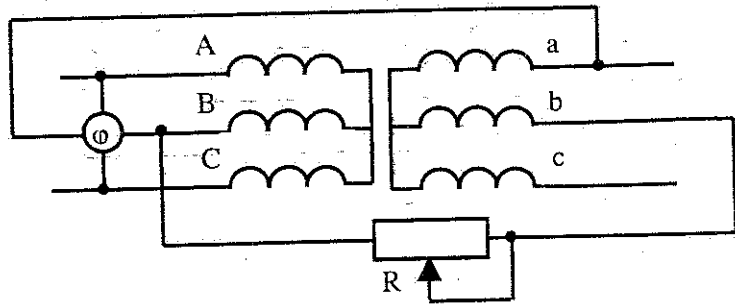
Theo quy định đầu của mỗi cuộn dây sơ cấp máy biến áp được ký hiệu bởi các chữ A, B, C và các đầu cuối - X, Y, Z, tương ứng đối với các cuộn dây thứ cấp: a, b, c và x, y, z. Các máy biến áp được nối theo các sơ đồ khác nhau như: sao-tam giác-11 (Y/ $\Delta$ -11); sao-sao không 12 (Y/ $Y_0$ -12) v.v.

Các chỉ số của sơ đồ cho biết mối quan hệ giữa góc pha của cuộn dây sơ cấp và cuộn thứ cấp tương ứng với vị trí của các kim đồng hồ: vectơ điện áp dây của cuộn sơ cấp là kim giờ còn vectơ điện áp dây của cuộn thứ cấp là kim phút, như vậy chỉ số 11 cho biết độ lệch pha của các vectơ điện áp dây của hai phía là  $30^0$ . Việc kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp được tiến hành nhờ thiết bị đo fazomét, hoặc điện kế. Sơ đồ mắc fazomét biểu thị trên hình 8.1.

Theo sơ đồ hình 8.1. khi ta đưa điện áp thấp vào cuộn sơ cấp máy biến áp đủ để fazomét hoạt động, thì fazomét sẽ chỉ góc lệch giữa điện áp sơ cấp và thứ cấp, tức là chỉ tổ nối dây của máy biến áp. Cũng có thể xác

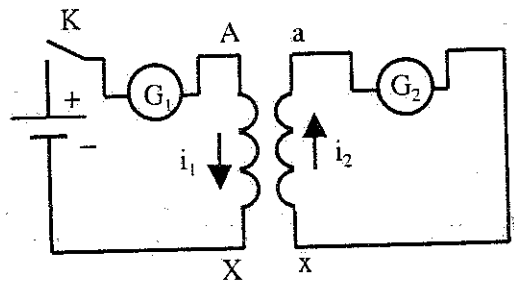


định tổ nối dây của máy biến áp bằng hai điện kế mắc theo sơ đồ hình 8.2.



**Hình 8.1.** Sơ đồ kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp bằng thiết bị fazomét.

**Hình 8.2.** Sơ đồ kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp bằng điện kế.



**Cách tiến hành:** Cho dòng điện một chiều chạy trong cuộn sơ cấp máy biến áp, khi đóng khoá K trong cuộn dây thứ cấp sẽ có một suất điện động cảm ứng có chiều xác định bởi điện kế  $G_2$ . Nếu các cuộn dây được quấn cùng chiều tương ứng với A và a thì kim của hai điện kế sẽ lệch từ trị số 0 về cùng một hướng, tạm quy định là chiều dương. Nếu chiều quấn của các cuộn dây khác nhau thì kim của  $G_2$  sẽ lệch về hướng đối diện theo chiều âm. Tiến hành 9 phép đo lần lượt cho điện áp vào các đầu AB, BC, CA và mỗi lần ghi lại chiều lệch của các điện kế mắc vào cuộn dây tương ứng ab, bc, ca. Căn cứ vào kết quả khảo nghiệm có thể xác định được tổ đấu dây của máy biến áp theo bảng 8.1.

**Bảng 8.1.** Xác định tổ nối dây theo kết quả khảo nghiệm bằng điện kế

Nguồn vào cuộn dây	Chiều lệch của điện kế nối với cuộn dây					
	ab	bc	ca	ab	bc	ca
	Tổ 12			Tổ 11		
AB	+	-	-	+	0	-
BC	-	+	-	-	+	0
CA	-	-	+	0	-	+

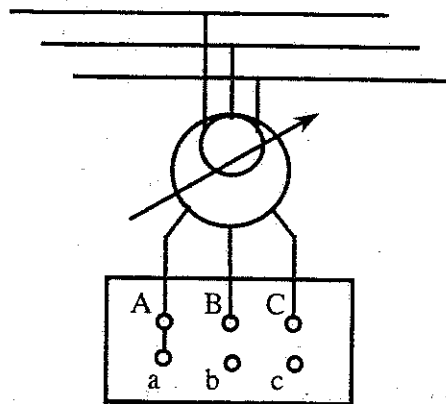
Một phương pháp khác xác định tổ nối dây của máy biến áp áp có tên gọi là phương pháp Vônmet. Trước hết cần nối tắt 2 cực đồng tên của máy, ví dụ A-a (hình 8.3), sau đó cấp nguồn điện áp thấp cho các cuộn dây sơ cấp và lần lượt đo điện áp giữa các cực còn lại (B-b), (B-c), (C-b) và (C-c). Các giá trị điện áp đo bằng Vônmet đem so sánh với giá trị điện áp xác định theo biểu thức

$$U = U_{2d} \sqrt{1 + k^2} \quad (8.1)$$

trong đó:

$U_{2d}$  - điện áp dây phía thứ cấp của phép đo, V;

k - hệ số biến áp.



**Hình 8.3.** Sơ đồ thí nghiệm xác định tổ nối dây máy biến áp.

Kết quả của các phép đo sẽ cho biết tổ nối dây tương ứng (bảng 8.2).

**Bảng 8.2.** Các phương án nối dây máy biến áp

Tổ nối MBA	Sơ đồ nối dây có thể			điện áp đo so sánh với U			
				B-b	B-c	C-b	C-c
1	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	N	B	N	N
2	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	L	N	N
3	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	B	L	N	B
4	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	L	N	L
5	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	L	L	B	L
6	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	L	L	L
7	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	L	B	L	L
8	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	N	L	L
9	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	B	N	L	B
10	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	N	L	N
11	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	N	N	B	N
12	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	N	N	N

Ghi chú:

N - nhỏ hơn;

Y/Y - sơ đồ nối sao/sao;

L - lớn hơn;

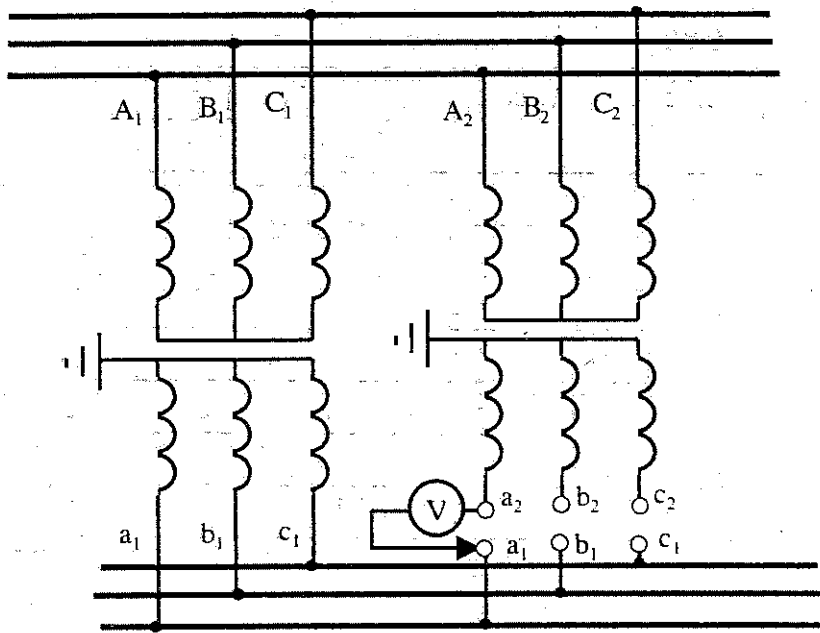
Δ/Δ - sơ đồ nối tam giác/tam giác;

B - bằng;

Y/z - sơ đồ nối sao/ziczăc.

### 8.2.2. Định pha

Mục đích của việc định pha là xác định các pha cùng tên của các máy biến áp để có thể nối chúng làm việc song song với nhau. Có nghĩa là phải khẳng định sự vắng mặt của điện áp giữa các đầu dây cuộn thứ cấp mắc trên cùng một thanh cái. Việc kiểm tra này có thể thực hiện nhờ Vônmet và đèn sợi đốt đối với điện áp  $U \leq 380$  V và sử dụng các thiết bị chỉ điện áp đặc biệt - đối với mạng điện cao áp. Có hai phương thức tiến hành định pha phụ thuộc vào điện áp của mạng điện là phương pháp trực tiếp và phương pháp gián tiếp.



Hình 8.4. Sơ đồ định pha theo phương pháp đo trực tiếp.

\* *Phương pháp trực tiếp:* Trên sơ đồ hình 8.4 biểu thị sơ đồ định pha trực tiếp với sự trợ giúp của Vônmet. Trước tiên Vônmet cần được kiểm tra để khẳng định sự hoạt động bình thường, sau đó tiến hành định pha: một đầu của Vônmet được đấu vào một trong các đầu của cuộn thứ cấp (ví dụ a<sub>2</sub>) còn đầu thứ hai sẽ lần lượt cho tiếp xúc với ba đầu ra của máy biến áp kia (a<sub>1</sub>, b<sub>1</sub>, c<sub>1</sub>) để đo điện áp. Nếu hai máy biến áp có tổ nối dây như nhau thì một trong các phép đo phải có giá trị 0. Sau đó lại tiếp tục làm lại đối với các đầu dây khác. Nếu sau lần đo thứ nhất tất cả các giá trị của phép đo (a<sub>1</sub>a<sub>2</sub>, b<sub>1</sub>a<sub>2</sub> và c<sub>1</sub>a<sub>2</sub>) đều khác 0 thì có nghĩa là có sự lệch pha giữa hai máy biến áp, do đó không thể đóng song song được.

\* *Phương pháp gián tiếp* được thực hiện đối với mạng điện cao áp. Ở đó điện áp đo được lấy trên các đầu dây của máy biến áp đo lường. Đối với máy biến áp 3 pha 3 cuộn dây, quá trình định pha được thực hiện theo hai giai đoạn: Đầu tiên là thực hiện các phép đo giữa cao và hạ áp, sau đó giữa cao và trung áp.

### 8.2.3. Đóng điện vào máy biến áp

Máy biến áp chỉ được đưa vào vận hành sau khi đã được kiểm tra phân tích cẩn thận các tham số thử nghiệm, máy phải có đủ thời gian ổn định dầu tính từ lần bổ sung cuối cùng: 5 ÷ 6 h đối với máy biến áp 10 kV trở xuống và 12 h đối với máy trên 10 kV. Trước khi đóng điện vào máy cần phải thu hồi phiếu thao tác (nếu máy được sửa chữa), tháo gỡ các dây tiếp địa rào chắn v.v. kiểm tra mức dầu, nhiệt độ dầu, kiểm tra tình trạng của hệ thống bảo vệ rơle. Có thể đóng máy biến áp với điện áp toàn phần hoặc đóng vào và nâng dần điện áp từ giá trị 0 đến giá trị định mức (trong trường hợp kết nối khối với máy phát).

Khi đóng máy biến áp với điện áp toàn phần, dòng điện từ hoá có thể thay đổi đột biến với giá trị có thể gấp hàng chục lần dòng từ hoá khi máy làm việc bình thường (dòng không tải). Tuy nhiên do dòng điện không tải của các máy biến áp thường có giá trị khá nhỏ (ở các máy biến áp công suất thấp khoảng 5 ÷ 8%, còn ở các máy lớn chỉ vài ba phần trăm), nên dòng từ hoá đột biến không thực sự nguy hiểm. Tuy nhiên việc đóng máy biến áp với điện áp toàn phần có thể gây nên sự quá điện áp do sự phân bố không đều điện áp trong các cuộn dây và sự xuất hiện quá trình quá độ trong máy. Bởi vậy khi đóng máy biến áp với điện áp toàn phần từ phía cao áp thì các cuộn dây trung áp và hạ áp cần phải được nối theo sơ đồ hình sao hoặc hình tam giác và được bảo vệ chống quá điện áp (trong trường hợp có ít nhất 30 mét dây cáp nối với các cuộn dây thì điều đó có thể không cần thiết). Trong trường hợp nâng điện áp từ giá trị 0, kích từ của máy phát chỉ nâng sau khi máy phát đạt tốc độ quay định mức để ngăn ngừa sự quá kích thích mạch từ của máy biến áp.

Khi đóng các máy biến áp vào làm việc song song, sự phân bố phụ tải tỷ lệ với công suất định mức chỉ khi thoả mãn được các điều kiện sau:

- Điện áp sơ cấp và thứ cấp của chúng bằng nhau, tức là có hệ số biến áp giống nhau  $k_{ba} = \text{const}$ ;
- Điện áp ngắn mạch chênh lệch nhau không quá 10%;
- Tổ nối dây như nhau;

- Hoàn toàn đồng pha nhau;
- Sự chênh lệch công suất định mức không quá 4 lần.

Nếu điều kiện 1 không đảm bảo thì điện áp thứ cấp của các máy biến áp sẽ khác nhau, dẫn đến sự xuất hiện dòng điện cân bằng:

$$I_{cb} = \frac{\Delta U}{Z_{BA1} + Z_{BA2}} \quad (8.2)$$

$\Delta U = U_1 - U_2$  là độ chênh lệch điện áp thứ cấp của các máy biến áp;

$Z_{BA1}$ ,  $Z_{BA2}$  là điện trở của các máy biến áp tương ứng:

$$Z_{BA} = \frac{10 \cdot U_k U_n^2}{S_n} \quad (8.3)$$

trong đó:

$U_k$  - điện áp ngắn mạch của máy biến áp, %;

$U_n$  - điện áp định mức của máy biến áp, kV ;

$S_n$  - công suất định mức của máy biến áp, kVA.

Dòng điện cân bằng chạy trong mạch sẽ làm tăng tổn thất và làm nóng máy biến áp.

\* Sự lệch nhau về điện áp ngắn mạch  $U_k$  sẽ dẫn đến sự phân bố phụ tải giữa các máy biến áp không đều. Công suất truyền tải qua các máy biến áp làm việc song song là

$$S = \left( \frac{S_{n1}}{U_{k1}} + \frac{S_{n2}}{U_{k2}} \right) U_k \quad (8.4)$$

trong đó:

$U_k$  - điện áp ngắn mạch đẳng trị của các máy biến áp làm việc song song;

$S_{n1}$ ;  $S_{n2}$  - công suất định mức của các máy biến áp;

$U_{k1}$ ;  $U_{k2}$  - điện áp ngắn mạch của các máy biến áp.

Từ biểu thức (8.4) trên ta thấy máy biến áp nào có  $U_{ki}$  nhỏ hơn sẽ nhận phụ tải lớn hơn. Sự phân bố công suất tối ưu chỉ đạt được khi các giá trị  $U_k$  của các máy bằng nhau. Tuy nhiên trong thực tế cho phép các giá trị này lệch nhau khoảng  $\pm 10\%$ .

\* Khi các máy biến áp có tổ nối dây khác nhau thì không thể làm việc song song với nhau được, bởi vì khi đó giữa các cuộn dây thứ cấp sẽ xuất hiện điện áp do sự lệch pha giữa các vectơ điện áp thứ cấp. Dòng điện cân bằng trong trường hợp này được xác định

$$I_{cb2} = \frac{200 \sin \frac{\delta}{2}}{\frac{U_{k1}}{I_{n1}} + \frac{U_{k2}}{I_{n2}}} \quad (8.5)$$

trong đó:

$I_{n1}$  và  $I_{n2}$  là dòng định mức của các máy biến áp;

$\delta$  - góc lệch pha giữa các vectơ điện áp thứ cấp.

Việc đóng máy biến áp vào làm việc phải tuân thủ theo các quy định:

- Trước khi đóng điện vào máy biến áp cần phải kiểm tra kỹ tình trạng của máy, sự hoàn hảo của hệ thống bảo vệ rơle, của các máy cắt, hệ thống làm mát, thu hồi phiếu công tác, tháo gỡ tiếp địa di động, biển báo, rào ngăn tạm thời v.v.
- Đóng điện vào máy biến áp được thực hiện từ phía nguồn cấp điện, nếu có máy cắt thì việc đóng điện được thực hiện bằng máy cắt, nếu không có máy cắt thì dùng dao cách ly.

#### **8.2.4. Kiểm tra, giám sát trạng thái làm việc của máy biến áp**

Việc kiểm tra giám sát trạng thái vận hành của máy biến áp được tiến hành để ngăn ngừa kịp thời sự phát triển của những hỏng hóc xuất hiện trong quá trình làm việc của máy. Thời hạn kiểm tra được tiến hành như sau:

- Các máy biến áp ở các trạm chính có người trực và máy biến áp nhu cầu riêng được kiểm tra mỗi ngày 1 lần;
- Các máy biến áp ở các trạm trung gian có người trực mỗi tuần 1 lần;
- Các máy biến áp ở các trạm không có người trực thường xuyên - mỗi tháng 1 lần;

- Các máy biến áp ở các trạm tiêu thụ – 6 tháng 1 lần.

Phụ thuộc vào điều kiện và trạng thái cụ thể của máy biến áp, thời hạn trên có thể được thay đổi. Trong những trường hợp thời tiết thay đổi đột ngột hoặc nghi ngờ có hiện tượng làm việc bất bình thường của máy, cần tiến hành kiểm tra không định kỳ.

Để không mất nhiều thời gian và không gây nguy hiểm, các nhân viên vận hành cần được trang bị các thiết bị và dụng cụ thuận tiện và an toàn như ống nhòm, dụng cụ bảo hộ, thang (chú ý không dùng thang gỗ) v.v. Thang dùng cho việc kiểm tra và dịch vụ trong trạm biến áp là thang kim loại chuyên dùng có mặt rộng ở nấc trên cùng để nhân viên vận hành có thể đứng trên đó một cách thoải mái ở một cự ly an toàn so với các phần dẫn điện của máy biến áp. Các chỉ số cần quan sát là mức dầu trong bình giãn nở, trạng thái của rơle hơi, nhiệt độ dầu, trạng thái của các đầu cực, chỉ số của Ampemét, Vonmét, Cosfimet v.v. Tất cả các thông tin thu được trong quá trình quan sát kiểm tra được ghi vào sổ trực vận hành để dùng làm tư liệu phân tích đánh giá trạng thái và chế độ làm việc của máy biến áp. Trong quá trình quan sát nếu thấy có hiện tượng bất thường như nhiệt độ quá mức quy định, có ám khói trên đầu cực, có vết rỉ dầu v.v. cần phải thông báo ngay cho người phụ trách để có biện pháp xử lý kịp thời.

### **8.2.5. Bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ và đại tu máy biến áp**

#### **1) Bảo dưỡng định kỳ**

Thời hạn bảo dưỡng máy biến áp được thực hiện mỗi năm một lần ở các trạm biến áp chính của nhà máy điện và trạm trung gian đầu mối và máy biến áp nhu cầu riêng, còn ở các trạm biến áp khác thì tùy theo sự cần thiết nhưng không quá 4 năm một lần.

Trong quá trình vận hành, các phần tử của máy biến áp dưới tác dụng của chế độ nhiệt, tác động cơ học v.v. sẽ bị giảm sút dần chất lượng ban đầu của mình và có thể dẫn đến hiện tượng hỏng hóc, bởi vậy cần phải tiến hành bảo dưỡng định kỳ để khôi phục khả năng làm việc bình thường của các thiết bị. Khối lượng bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ gồm:



- Quan sát bên ngoài và khắc phục các hỏng hóc nếu có ngay tại chỗ;
- Lau chùi sứ cách điện và vỏ máy;
- Kiểm tra, làm vệ sinh và bổ sung dầu nếu cần cho bình dầu phụ;
- Thay chất hút ẩm trong phin lọc;
- Kiểm tra và làm vệ sinh cho hệ thống làm mát, thay thế (nếu cần) ổ bi của động cơ máy bơm và quạt;
- Kiểm tra các thiết bị chống sét;
- Kiểm tra và lấy mẫu dầu thử nghiệm;
- Tiến hành các thử nghiệm cần thiết như đo điện trở cách điện, đo tgδ của dầu, độ kín của các đầu vào và của thùng, đo điện trở của hệ thống tiếp địa v.v.;
- Kiểm tra các thiết bị bị đo lường, tín hiệu và điều khiển v.v.

## **2) Đại tu**

Các máy biến áp ở các nhà máy điện, các trạm biến áp dầu mồi và biến áp nhu cầu riêng cần được tiến hành đại tu không quá 6 năm kể từ khi bắt đầu đưa vào vận hành và sau đó tùy theo mức độ cần thiết trên cơ sở phân tích số liệu kiểm tra về trạng thái máy. Đối với các máy biến áp còn lại việc đại tu được tiến hành trên cơ sở phân tích các kết quả thử nghiệm và trạng thái cụ thể của máy. Đại tu và sửa chữa bộ điều chỉnh điện áp được tiến hành sau một số lượng thao tác xác định theo sự chỉ dẫn của nhà chế tạo. Khối lượng đại tu bao gồm:

- Tháo gỡ nắp máy, đưa ruột biến áp ra khỏi vỏ và xem xét chúng;
- Kiểm tra mạch từ và các cuộn dây, bộ chuyển mạch, sứ đầu vào và hệ thống tiếp địa;
- Kiểm tra hệ thống ép cuộn dây;
- Lau chùi, sửa chữa và sơn lại thùng dầu phụ, vỏ máy ống xả v.v.
- Sửa chữa, bảo dưỡng hệ thống làm mát;
- Làm sạch dầu, thay chất hút ẩm trong phin lọc;
- Bảo dưỡng và sửa chữa bộ điều chỉnh điện áp và các thiết bị khác;

- Sấy máy (nếu cần);
- Thay các tấm đệm và lắp ráp máy v.v.

### **8.2.6. Xử lý máy biến áp ở chế độ vận hành không bình thường**

Các sự cố trong trạm biến áp đã được tính toán phòng ngừa bởi các bảo vệ rơle, tự động đóng lặp lại, tự động phân đoạn đường dây v.v. thực hiện. Tuy nhiên, hoạt động của các nhân viên vận hành cũng đóng vai trò rất quan trọng. Khi ở trạm biến áp không có trang thiết bị tự động, hoặc các thiết bị này không hoạt động thì nhiệm vụ của nhân viên vận hành là đóng phụ tải bị cắt vì sự cố vào nguồn dự phòng nếu có; kiểm tra phát hiện nguyên nhân xảy ra sự cố.

Nếu trong thời gian kiểm tra, sự cố được phát hiện thì nhanh chóng tách thiết bị hỏng hóc ra khỏi hệ thống bằng các máy cắt, sau đó bằng dao cách ly. Khi sơ đồ của trạm biến áp được khôi phục bình thường thì việc đóng lại đường liên lạc với hệ thống phải được phép của điều độ viên, sau khi đã kiểm tra xong sự đồng bộ của điện áp.

Việc cắt một trong các máy biến áp làm việc song song bởi rơle hơi đồng thời với bảo vệ so lệch thường là do trong máy biến áp xảy ra sự cố. Việc đầu tiên của nhân viên vận hành là kiểm tra phụ tải của các máy còn lại và nhanh chóng thực hiện các biện pháp hạn chế quá tải nếu các máy bị quá tải nhiều so với quy định cho phép. Chỉ sau đó mới tiến hành xem xét máy biến áp, lấy mẫu thử dầu.

Nếu việc cắt máy biến áp chỉ do một trong bảo vệ thực hiện thì nguyên nhân có thể không phải do sự cố mà có thể do các rơle tác động nhầm. Trong trường hợp đó có thể đóng lại máy biến áp vừa bị cắt, và quan sát bên ngoài xem có phát hiện ra điều gì khả nghi như mùi cháy, khét v.v. không?

Trong trường hợp rơle hơi tác động đưa tín hiệu đèn, nhân viên vận hành cần:

- Nếu có máy biến áp dự phòng thì thay máy dự phòng vào làm

việc và cắt máy biến áp có tín hiệu ra.

- Nếu không có máy biến áp dự phòng thì cần xem xét nguyên nhân tác động của role hơi.

Khi xem xét cần kiểm tra mức dầu trong bình dẫn nở và hiện tượng rò rỉ dầu, tiếng kêu của máy biến áp. Dem thử nghiệm mẫu khí lấy từ role hơi xem có tạp chất dễ cháy không? Nếu trong mẫu khí thử không có tạp chất cháy thì máy biến áp vẫn có thể làm việc lại được. Trường hợp ngược lại cần cắt ngay máy biến áp ra khỏi mạng điện. Các hiện tượng sau đây biểu thị chế độ làm việc không bình thường của máy biến áp:

- Tiếng kêu nặng nhưng đều: Phụ tải quá cao, cần chú ý đến nhiệt độ dầu, cũng có thể do điện áp nguồn biến đổi đột ngột, cần kiểm tra điện áp và dòng điện, (tiếng kêu vo vo là máy biến áp làm việc bình thường);
- Tiếng kêu to, máy rung: Có ngắn mạch trên đường dây;
- Tiếng kêu pip-pip: Trong máy có hiện tượng phóng điện;
- Tiếng kêu xè, xè: Máy bị rung do bulông bắt không chặt;
- Tiếng kêu lách tách: Ống bọc cách điện ở đầu dây bị nứt hoặc bị ẩm sinh ra phóng điện.

*Khi vận hành nếu gặp các hiện tượng sau thì cần cắt toàn bộ phụ tải và cắt máy biến áp ra khỏi lưới:*

- Nổ cầu chảy cao áp;
- Rỉ dầu, mức dầu thấp hơn so với quy định;
- Nhiệt độ dầu vượt quá trị số cho phép, có hiện tượng phụt dầu ở bình dầu phụ;
- Máy có tiếng kêu quá to, không đều;
- Có hiện tượng phóng điện trên sứ;
- Màu sắc dầu thay đổi.

Khi nhiệt độ dầu tăng quá mức giới hạn, nhân viên vận hành cần phải kiểm tra phụ tải của máy và nhiệt độ của môi trường làm mát, kiểm tra các thiết bị làm mát và điều kiện thông thoáng của buồng đặt máy.

Trên cơ sở kiểm tra cần tìm ra các giải pháp khắc phục đồng thời báo cáo cho trường ca trực.

### **8.2.7. Điều chỉnh đầu phân áp**

Một trong những biện pháp điều chỉnh điện áp trong mạng điện có hiệu quả cao nhất là chuyển đầu phân áp. Các cuộn dây sơ cấp của các máy biến áp được chế tạo với nhiều đầu ra. Đối với các máy biến áp tiêu thụ thường có 5 cấp là  $-5$ ;  $-2,5\%$ ;  $0$ ;  $+2,5$  và  $+5\%$ . Đối với các máy biến áp lớn số cấp nhiều hơn và khoảng cách giữa các cấp cũng nhỏ hơn. Việc điều chỉnh đầu phân áp có thể thực hiện bằng tay khi đã cắt máy biến áp ra khỏi mạng. Ở các máy biến áp công suất lớn người ta thường chế tạo hệ thống tự động điều chỉnh điện áp dưới tải hay còn gọi là tự động điều áp dưới tải (DAT). Ở các loại máy biến áp này quá trình điều chỉnh đầu phân áp được thực hiện một cách tự động trong khi máy biến áp vẫn làm việc bình thường. Hệ thống tự động điều chỉnh điện áp dưới tải sẽ tự động thay đổi đầu phân áp phù hợp với mức điện áp đã định tùy thuộc vào sự thay đổi của phụ tải.

Các bộ DAT làm việc theo các phương pháp dập hồ quang khác nhau như dập trong dầu, trong chân không, bằng bán dẫn v.v. trong số đó phương pháp dập hồ quang trong dầu được áp dụng nhiều hơn cả. Việc thao tác chuyển đổi nấc máy biến áp được thực hiện nhờ bộ truyền động. Nếu bộ truyền động được thiết kế riêng cho từng pha thì cần lưu ý vị trí của nó ở các pha phải hoàn toàn giống nhau. Để việc chuyển đổi nấc không làm hở mạch sơ cấp, bộ chuyển đổi gồm có hai chổi động mắc với mạch kháng điện  $X_{kd}$ . Khi chuyển từ nấc này sang nấc kia, đầu tiên chổi thứ nhất chuyển sang nấc bên cạnh trước, lúc đó tạo thành một mạch khép kín với cuộn kháng điện. Giá trị của cuộn kháng điện được chọn sao cho dòng điện chạy trong mạch không vượt quá giá trị cho phép đã tính trước. Sau đó chổi thứ hai được chuyển sang, nếu lúc này điện áp thứ cấp đã đạt yêu cầu thì quá trình kết thúc, nếu điện áp chưa đạt yêu cầu thì chổi động thứ nhất lại tiếp tục di chuyển sang nấc tiếp theo và quá

trình lập lại cho đến khi mức điện áp đạt yêu cầu. Các bộ điều áp dưới tải cần phải đạt được những yêu cầu sau:

- Phải làm việc bình thường ở nhiệt độ  $-5 \pm +45^{\circ}\text{C}$  và nhiệt độ dầu đến  $100^{\circ}\text{C}$
- Chịu được quá tải và có thể điều chỉnh được ngay cả khi quá tải 200%;
- Tác động nhẹ nhàng, thời gian chuyển nấc không quá 10 s.

Nếu trong trạm biến áp có nhiều máy làm việc song song thì cần thực hiện đồng thời quá trình chuyển đổi nấc ở tất cả các máy. Sau khi đã chuyển nấc máy biến áp cần kiểm tra lại điện trở một chiều các cuộn dây (đối với máy biến áp từ 1000 kVA trở lên) và kiểm tra thông mạch (đối với máy biến áp dưới 1000 kVA). Các thao tác vận hành đối với thiết bị ĐAT bao gồm:

- Quan sát tổng thể;
- Đo độ nén của các tiếp điểm;
- Đo mômen quay;
- Đo thời gian đóng cắt của các tiếp điểm dập hồ quang;
- Đo điện trở một chiều toàn mạch ở hai vị trí của tiếp điểm đảo chiều;
- Kiểm tra độ bền điện;
- Kiểm tra độ kín dầu;
- Kiểm tra trình tự hoạt động của các tiếp điểm.

### **8.3. Quản lý dầu biến thế**

#### **8.3.1. Kiểm tra dầu biến thế**

Dầu trong máy biến áp và trong sứ cách điện cần phải phân tích giản đơn mỗi năm một lần. Khối lượng công việc phân tích giản đơn gồm:

- Xác định nhiệt độ chớp cháy;
- Thí nghiệm định tính cặn và tạp chất cơ học.

Việc lấy mẫu dầu có thể được tiến hành khi máy biến áp đang vận hành. Công việc này do nhân viên trực ca thực hiện dưới sự giám sát của người thứ hai với điều kiện là điểm trung tính cách ly. Hạt hút ẩm trong bình thở của máy biến áp được thay khi màu chỉ thị chuyển từ xanh ra màu hồng (thường khoảng 6 tháng một lần). Dầu biến thế kể cả cũ lẫn mới đều phải đảm bảo được các tiêu chuẩn quy định. Một số tiêu chuẩn dầu biến thế được biểu thị trong bảng 8.3.

### 8.3.2. Lọc dầu biến thế

Dầu biến thế được lọc tại các trạm lọc dầu hoặc ngay tại trạm biến áp. Khi tiến hành lọc dầu trước hết cần làm vệ sinh và kiểm tra độ kín của xtec chứa dầu và hệ thống dẫn. Có thể thực hiện một trong các phương pháp lọc dầu sau:

**Bảng 8.3.** Tiêu chuẩn dầu biến thế

TT	Tham số	Dầu	
		mới	đang VH
1	Điện áp chọc thử, kV:		
	Dưới 15 kV	30	25
	15÷35 kV	35	30
	đến 110 kV	45	40
	110 ÷ 220 kV	60	55
	500 kV	70	60
2	Tang góc tổn thất điện môi, tgδ, % ở 20°C	0,2	1
	90°C	2,2	7
3	Trị số axit mg KOH trong 1 g dầu	0,02	0,25
4	Hàm lượng axit và kiềm hoà tan trong nước	0	0,1
5	Hàm lượng tạp chất %	0	0
6	Nhiệt độ chớp cháy kín, không dưới °C	135	Giảm 5°
7	Khối lượng cặn, %	0,01	-
8	Chỉ số natri	0,4	-

**Bảng 8.3. (tiếp theo)**

TT	Tham số	Dầu	
		mới	đang VH
9	Độ nhớt, m <sup>3</sup> /s ở 20 °C	28	
	ở 50°C	9	
10	Hàm lượng nước theo khối lượng, %	0,001	0,0025
11	Hàm lượng khí hoà tan, % ở 220 ÷ 330 kV	1	2
	500 kV	0,5	2

**1) Phương pháp ly tâm:** Các máy ly tâm có thể lọc dầu ra khỏi các tạp chất cơ học và nước ở dạng nhũ tương, thường được dùng lọc dầu đến cấp điện áp 35 kV.

**2) Dùng phin lọc ép:** Các phin lọc có thể được làm bằng giấy các tông hoặc vải, cách này có ưu điểm là dầu không phải tiếp xúc với không khí.

**3) Phương pháp hấp phụ:** Chất hấp phụ thường được dùng để tách nước và các tạp chất hoà tan trong dầu là zeolit và silicagen. Zeolit có tính năng hấp phụ nước cao. Chất hấp phụ khi đã no nước cần được sấy ở nhiệt độ 400°C trong thời gian khoảng 8 ÷ 9 tiếng. Phương pháp này không dùng để lọc dầu có điện áp chộc thùng dưới 20 kV hoặc dầu có nhiều nước hoà tan. Khi tách các tạp chất như hắc ín, xà phòng v.v. ra khỏi dầu, người ta thường dùng chất silicagen hoặc cao lanh.

**4) Lọc dầu bằng thiết bị chân không:** Phương pháp này được thực hiện dựa trên nguyên tắc làm bay hơi nước và khí hoà tan trong chân không ở nhiệt độ dầu khoảng 80 ÷ 85°C. Với độ chân không trên 750 mmHg có thể khử nước trong dầu xuống còn 10 g/tấn và khí hoà tan còn 0,1% thể tích dầu.

### **8.3.3. Bơm dầu vào máy biến áp**

Dầu có thể bơm vào máy biến áp không cần hút chân không hoặc có hút chân không.

### **1) Trường hợp có hút chân không**

Các máy biến áp từ 110 kV trở xuống có thể không cần hút chân không trong máy. Trong trường hợp này cần lưu ý nhiệt độ của dầu luôn luôn cao hơn nhiệt độ của ruột máy. Dầu được bơm vào từ đáy đáy vỏ máy. Tất cả các nút xả khí phía trên đều được tháo hết; tốc độ bơm không quá 3 t/h. Khi dầu xuất hiện ở các điểm xả khí thì đập các nút xả lại. Khi mức dầu trong bình phụ cao hơn mức dầu vận hành 30 ÷ 40 mm thì dừng lại. Để máy ổn định 12 h, sau đó lại xả khí lần nữa.

### **2) Bơm dầu vào máy biến áp có hút chân không**

Trong trường hợp này việc bơm dầu được tiến hành như sau:

Đấu bơm chân không vào mặt bích trên của máy, cần đặt một bình trung gian ở giữa máy biến áp và bơm chân không;

- Bình dầu phụ và bình phòng nổ không được đấu vào máy mà được bít kín;
- Dầu bơm vào từ phía trên máy biến áp. Máy được coi là kín nếu dưới chân không 350 mmHg để trong một giờ không giảm quá 30 mmHg.
- Mức dầu trong máy được quan sát bằng ống thủy tinh công nghệ được đấu hai đầu vào điểm trên và dưới của máy biến áp.
- Bơm dầu được thực hiện trong ba giai đoạn:
  - + Trước tiên hút chân không trong 2 h ở mức 350 mmHg;
  - + Bơm dầu với tốc độ 3 t/h, khi mức dầu cách mặt bích chừng 150 ÷ 200 mm thì dừng lại;
  - + Hút chân không mặt thoáng dầu trong 2 h ở mức 350 mmHg.

Lượng dầu còn lại được bổ sung qua bình dầu phụ cho đến mức vận hành. Sau khi bơm 12 tiếng cần mở các nút xả khí để xả hết khí còn sót.

## **8.4. Sấy máy biến áp**

### **8.4.1. Điều kiện tiến hành sấy và phụ sấy**

Trong quá trình vận hành, do có hiện tượng nhiễm ẩm nên máy



biến áp cần phải được sấy lại. Tùy theo mức độ nhiễm ẩm máy biến áp có thể chỉ cần phụ sấy hoặc sấy chính thức. Máy cần phải được sấy trong các trường hợp sau:

- Có hiện tượng nhiễm ẩm lớn (có nước trong ruột máy);
- Sau đại tu, phục hồi;
- Thời gian rút ruột vượt quá 2 lần giới hạn cho phép;
- Máy ở trạng thái bảo quản quá 1 năm;
- Sau khi đã tiến hành phụ sấy nhưng không đạt kết quả.

Máy chỉ cần phụ sấy trong các trường hợp sau:

- Vỏ máy có hiện tượng bị rỉ;
- Thời gian máy ở trạng thái không làm việc vượt quá quy định của nhà sản xuất, nhưng không quá 1 năm;
- Thời gian rút ruột kiểm tra vượt quá mức độ cho phép nhưng không quá 2 lần;
- Các tham số cách điện không đảm bảo yêu cầu cần thiết.

#### **8.4.2. Sấy máy biến áp**

Các phương pháp thông dụng sấy máy biến áp hiện nay là: lò sấy; bằng gió nóng; phương pháp tổn thất cảm ứng trong vỏ máy; bằng dòng điện thứ tự không và bằng bay hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh kết hợp phun dầu nóng.

**1) Sấy bằng lò** thường được thực hiện tại xưởng chế tạo máy biến áp, nhiệt độ sấy khi xuất xưởng vào khoảng  $105 \div 110^{\circ}\text{C}$ . Ruột máy được đặt trong lò, các đầu dây được đưa ra ngoài nhờ các sứ xuyên tường. Điện trở cách điện được đo bằng Megômét ở điện áp  $1000 \div 2500 \text{ V}$ . Trong quá trình sấy, đầu tiên điện trở cách điện của các cuộn dây giảm mạnh, sau đó tăng lên từ từ. Quá trình sấy được coi là kết thúc, nếu trong khoảng thời gian  $4 \div 6 \text{ h}$  điện trở cách điện không thay đổi ở một nhiệt độ xác định. Để tăng nhanh quá trình sấy, người ta thường áp dụng biện pháp khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên tăng giảm nhiệt độ. Sau một khoảng thời gian nhất định nhiệt độ được giảm xuống đến  $50 \div 60^{\circ}\text{C}$  rồi lại nâng lên

đến 105°C. Phương pháp này đòi hỏi nhiều thời gian và tiêu tốn năng lượng, nên thường chỉ áp dụng đối với các máy biến áp công suất thấp.

**2) Phương pháp sấy bằng gió nóng** được thực hiện theo nguyên lý thổi gió nóng nhiệt độ chừng 70+80°C vào ruột máy biến áp. Phương pháp này nhìn chung có hiệu quả thấp và lại có nguy cơ gây nổ, nên không được áp dụng nhiều trong thực tế.

**3) Phương pháp sấy bằng hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh** là phương pháp hiện đại đòi hỏi chi phí tốn kém và vật tư đắt tiền như nitor lỏng, dầu cách điện v.v. Phương pháp này được áp dụng nhiều ở các nước công nghiệp tiên tiến để sấy các loại máy biến áp công suất lớn.

**4) Phương pháp cảm ứng:** Phương pháp này được thực hiện theo nguyên lý phát nóng của dòng điện cảm ứng mà được sinh ra khi cho dòng điện xoay chiều vào các vòng dây quấn quanh vỏ máy biến áp. Dòng điện cảm ứng chạy trong vỏ máy sinh ra nhiệt năng đốt nóng vỏ máy và sấy ruột máy ở bên trong. Dây quấn quanh vỏ máy có thể là dây bọc cách điện hoặc dây trần. Nếu dùng dây bọc cách điện thì bước quấn tối thiểu là  $5 \div 6$ mm, còn nếu dùng dây trần thì bước quấn tối thiểu là 20 mm. Dây được quấn trên các nẹp gỗ, ghép bên ngoài lớp bảo ôn bằng amiăng tấm dày khoảng  $5 \div 6$  mm. Phần dưới vỏ máy cần bố trí nhiều số vòng dây hơn (khoảng 60 ÷ 70% tổng số vòng dây) như vậy sẽ giúp cho sự phân bố nhiệt được đều hơn. Chú ý không được dùng dây kim loại để buộc nẹp gỗ và tấm bảo ôn vì như vậy sẽ tạo ra vòng ngắn mạch rất nguy hiểm, chỉ nên buộc bằng dây thừng.

Công suất cần thiết để sấy được xác định theo biểu thức

$$P = \Delta P \cdot h \cdot l, \text{ kW} \quad (8.6)$$

trong đó:

$h$  - chiều cao phần vỏ máy cần quấn dây, m;

$l$  - chu vi vỏ máy, m;

$\Delta P$  - suất tiêu hao công suất, được lấy phụ thuộc vào loại máy biến áp xác định theo bảng 8.4.

**Bảng 8.4.** Suất tiêu hao công suất phụ thuộc vào chu vi máy biến áp

Chu vi máy, m	< 10	11 ÷ 15	16 ÷ 20	21 ÷ 26
$\Delta P$ , kW/m <sup>2</sup>	≤ 1,9	2 ÷ 2,8	2,9 ÷ 3,6	3,7 ÷ 4,0

Dòng điện chạy trong cuộn dây sầy có giá trị

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{U_s \cdot \cos\varphi} \text{ A} \quad (8.7)$$

trong đó:

hệ số  $\cos\varphi$  lấy giá trị trong khoảng 0,4 ÷ 0,6;

$U_s$  - điện áp sầy, V.

Tiết diện dây quấn F được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j}, \text{ mm}^2 \quad (8.8)$$

trong đó:

$j$  - mật độ dòng điện (A/mm<sup>2</sup>), lấy giá trị trong khoảng 3,5 ÷ 5 đối với dây đồng và 2 ÷ 3 đối với dây nhôm.

Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức

$$\omega = \frac{q \cdot U_s}{l} \quad (8.9)$$

$q$  - hệ số phụ thuộc vào kích thước của vỏ máy, có thể xác định theo biểu thức

$$q = \frac{83}{d} \sqrt{\frac{l}{b \cdot \Delta P}} \quad (8.10)$$

$d$  - khoảng cách từ vòng dây đến vỏ máy, cm;

$b$  - chiều dày vỏ máy, cm;

Giá trị của hệ số  $q$  cũng có thể xác định phụ thuộc vào giá trị  $\Delta P$  theo bảng 8.5.

**Bảng 8.5.** Giá trị của hệ số q phụ thuộc vào suất tiêu hao công suất sấy

$\Delta P,$ kW/m <sup>2</sup>	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3	3,5	4
q	2,5	2,3	2,02	1,81	1,68	1,61	1,54	1,43	1,34	1,28	1,22

Có thể tiến hành sấy máy có hoặc không có chân không. Trước khi sấy, máy cần phải được làm vệ sinh sạch sẽ. Khi sấy, dầu trong thùng được xả hết, tất cả các lỗ được bịt kín, nếu là sấy chân không, còn nếu sấy không có chân không thì cần bố trí các ống thoát khí trên mặt máy để thông gió. Trong trường hợp sấy có chân không thì cần bố trí một bình ngưng giữa máy và bơm chân không với mục đích làm ngưng đọng hơi ẩm và chống sự nhũ hoá của dầu trong bơm chân không. Trong quá trình sấy cần gia nhiệt ở đáy máy bằng gió nóng hoặc lò điện trở. Quá trình sấy diễn ra như sau:

**\* Sấy không có chân không**

- Đóng điện cho cuộn dây sấy, nâng nhiệt độ không khí trong thùng lên đến 100°C; tốc độ tăng nhiệt không quá 4÷6°C/h;

- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết (90°C ở trụ thép, 95°C ở cách điện và 100°C ở vỏ máy). Trước khi đạt đến nhiệt độ 80°C, các lỗ thông gió cần được đậy kín, sau đó mới mở ra để thông gió. Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các máy biến áp với các gam công suất (MVA) cho trong bảng 8.6.

**Bảng 8.6.** Thời gian gia nhiệt tối thiểu của quá trình sấy không có chân không đối với các loại máy biến áp

S, MVA	dưới 35 kV			trên 35 kV			
	0,1	0,1 ÷ 6,3	> 6,3	< 6,3	6,3 ÷ 16	16 ÷ 80	> 80
t <sub>gn</sub> , h	3	5 ÷ 8	10 ÷ 25	25	30	35	60

- Để tăng nhanh quá trình sấy cần thực hiện sự khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên cắt sấy và thổi gió lạnh để hạ nhiệt độ xuống còn  $50 \div 70^{\circ}\text{C}$ , sau đó lại đóng sấy và nâng nhiệt độ lên như cũ. Quá trình sấy kết thúc khi các số liệu về điện trở cách điện và tgđ của các điện đạt giá trị ổn định.

- Cắt sấy, để nhiệt độ giảm dần xuống còn  $70^{\circ}\text{C}$ , sau đó tiến hành rửa dây và bơm dầu nóng  $50 \div 60^{\circ}\text{C}$  ngập ruột ngâm trong 3 h đối với máy dưới 35 kV hoặc 12 h đối với máy trên 35 kV.

\* Sấy có chân không được tiến hành theo trình tự sau:

- Đóng điện cuộn dây sấy nâng dần nhiệt độ lên  $100^{\circ}\text{C}$  trong vòng ít nhất 24 h (tốc độ  $4 \div 6^{\circ}\text{C/h}$ ).

- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết (tương tự như trường hợp sấy không có chân không). Trong quá trình gia nhiệt cứ sau mỗi 2 h tiến hành chạy bơm chân không trong 30 ph, đồng thời mở gió nóng vào dây máy. Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các loại máy cho trong bảng 8.7.

**Bảng 8.7.** Thời gian gia nhiệt tối thiểu đối của quá trình sấy có chân không với các loại máy biến áp

U, kV	35 ÷ 110	110	110	110 ÷ 150	220 ÷ 330	500
S, MVA	< 6,3	6,3 ÷ 16	16 ÷ 80	> 80	200	mọi CS
$t_{gn}$ , h	50	60	70	120		160

- Sau khi đã đủ thời gian gia nhiệt, tiến hành sấy máy trong chân không. Chân không được tạo dần dần, cứ 15 ph nâng thêm 100 mmHg cho đến giới hạn cho phép (750 mmHg đối với máy 220 kV và 350 mmHg đối với máy 110 kV). Quá trình sấy chân không được tiến hành cho đến khi không còn nước đọng ở bình ngưng và các tham số cần thiết ổn định trong 48 h đối với máy 110 kV trở lên và 6 h đối với máy 35 kV trở xuống.

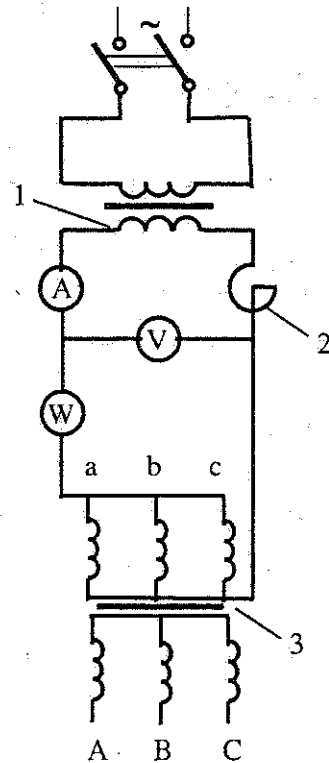
- Để máy nguội trong chân không cho đến  $65^{\circ}\text{C}$ ;
- Bơm dầu vào rửa máy;
- Bơm dầu vào máy trong chân không;
- Duy trì chân không trên mặt thoáng dầu trong vòng 10 h đối với máy 110 kV trở xuống và 20 h đối với máy 220 kV trở lên.

### 5) Sấy bằng dòng điện thứ tự không

Nguyên lý sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không dựa trên sự phát nhiệt của dòng điện xoáy trong lõi thép và vỏ máy. Đường sức của từ trường tạo thành mạch khép kín từ lõi thép qua không khí, qua vỏ rồi trở về lõi thép, do đó phương pháp này chỉ có thể áp dụng cho các máy biến áp kiểu lõi. Để tạo ra dòng điện thứ tự không có giá trị lớn, cần phải bố trí sao cho từ thông sinh ra ở các trụ có cùng trị số và cùng chiều. Nếu là loại máy 3 pha với tổ đấu dây là sao-sao thì cần đấu tất 3 đầu dây của một cuộn lại (cuộn cao hoặc cuộn hạ áp). Điện áp được đưa vào điểm nối

**Hình 8.5.** Sơ đồ sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không:

- 1- máy biến áp hàn;
- 2- cuộn kháng điện;
- 3- máy biến áp sấy.



tắt và điểm trung tính (hình 8.5). Nếu là máy biến áp 3 pha kiểu đầu sao-tam giác thì cần phải tháo hở mạch cuộn tam giác và đặt điện áp thích hợp vào đó, còn cuộn đầu sao thì để hở. Hoặc nối tắt 3 đầu dây của cuộn đầu sao và đưa điện vào điểm nối tắt và điểm trung tính còn cuộn tam giác thì để hở.

Điện áp sấy đưa vào mạch phụ thuộc vào kích thước của máy, có thể xác định theo biểu thức sau

$$U_s = \sqrt{\frac{P \cdot Z_0 \cdot 10^3}{3 \cos \varphi_0}}, \text{ V} \quad (8.11)$$

trong đó:

$\cos \varphi_0$  - hệ số công suất sấy, có giá trị trong khoảng 0,2 ÷ 0,7 (công suất càng bé thì  $\cos \varphi$  càng nhỏ);

$Z_0$  - điện trở thứ tự không,  $\Omega$ ;

$$Z_0 = (3 \div 5) Z_{BA} \frac{h_{cd}}{b_k} \quad (8.12)$$

ở đây:

$h_{cd}$  - chiều cao của cuộn dây, cm;

$b_k$  - chiều rộng khe hở giữa lõi thép và thành thùng biến áp, cm;

$Z_{BA}$  - điện trở của cuộn dây máy biến áp,  $\Omega$ .

$$Z_k = \frac{10 \cdot U_k \cdot U_n^2}{S_n} \quad (8.13)$$

trong đó:

$U_k$  - điện áp ngắn mạch của máy biến áp, %;

$U_n$  - điện áp định mức phía thứ cấp của máy biến áp, kV;

$S_n$  - công suất định mức của máy biến áp, kVA.

$P$  - công suất sấy, có thể xác định theo biểu thức

$$P = 1 + \frac{S_n}{100}, \text{ kW} \quad (8.14)$$

Điện áp sấy được chọn đối với cuộn dây thứ cấp của máy biến áp. Giá trị  $\cos \varphi_0$  lấy trong khoảng 0,2 ÷ 0,7 tùy thuộc vào công suất máy

biến áp, công suất càng nhỏ thì giá trị  $\cos\varphi_0$  càng nhỏ. Dòng điện sấy có thể xác định theo biểu thức

$$I_s = \frac{\sqrt{30 \cdot S_n}}{U_n}, \text{ A} \quad (8.15)$$

Quá trình sấy bằng dòng điện thứ tự không cũng tương tự như quá trình sấy cảm ứng. Phương pháp sấy bằng dòng điện thứ tự không có ưu điểm là đơn giản, chi phí điện năng ít, nhưng có nhược điểm là chỉ có thể áp dụng cho một số loại máy biến áp, đòi hỏi nguồn điện áp phi tiêu chuẩn, tức là cần có thiết bị đặc biệt để điều chỉnh điện áp đưa vào mạch, ngoài ra còn có nhược điểm là có thể gây quá nhiệt cục bộ. Phương pháp này thường được áp dụng để sấy các máy biến áp loại vừa và nhỏ.

#### 8.4.3. Phụ sấy máy biến áp

Quá trình phụ sấy chỉ có thể làm giảm bớt hơi ẩm trên bề mặt cách điện. Quá trình phụ sấy được thực hiện bởi sự gia nhiệt trong ruột máy. Sự gia nhiệt có thể được tiến hành bằng dòng điện một chiều hoặc dòng điện ngắn mạch. Trong quá trình gia nhiệt, nhiệt độ dầu được tăng dần cho đến khi lớp dầu trên cùng đạt đến nhiệt độ  $80^\circ\text{C}$ . Tốc độ tăng nhiệt độ phụ thuộc vào quá trình gia nhiệt: dưới  $20^\circ\text{C}$  là  $5 \div 8^\circ\text{C/h}$ ; từ  $20 \div 50^\circ\text{C}$  là  $3 \div 5^\circ\text{C/h}$  và từ  $50 \div 80^\circ\text{C}$  là  $2 \div 3^\circ\text{C/h}$ . Thời gian gia nhiệt  $t_{gn}$  được duy trì phụ thuộc vào loại máy biến áp, xem bảng 8.8.

**Bảng 8.8.** Thời gian gia nhiệt tối thiểu của quá trình phụ sấy đối với các loại máy biến áp

$t_{gn}$ , h	loại máy biến áp
48	máy 35 và 110 kV công suất dưới 80 MVA
54	máy 110 ÷ 150kV công suất 80 ÷ 400 MVA; máy 220 kV công suất dưới 200 MVA
72	máy 110 ÷ 150 kV công suất trên 400 MVA máy 220 kV công suất trên 200 MVA máy 500 kV mọi cấp công suất



Trong quá trình gia nhiệt đối với máy biến áp từ 35 kV trở xuống không cần phải tạo chân không nhưng cần phải tạo sự tuần hoàn dầu từ dưới lên trên sau mỗi 12 h. Đối với các loại máy biến áp 110 kV trở lên cần tạo chân không và liên tục tuần hoàn dầu. Sau khi kết thúc quá trình gia nhiệt, dầu được rút hết ra khỏi máy và để nguội tự nhiên. Đối với máy 110 kV trở lên cần duy trì chân không ít nhất trong vòng 20 h.

## **8.5. Vận hành các thiết bị phân phối**

### **8.5.1 Vận hành máy cắt điện**

**1) Công tác kiểm tra:** Máy cắt điện được kiểm tra 2 lần mỗi năm và cứ sau mỗi lần cắt sự cố. Trong quá trình kiểm tra cần lưu ý xem xét đến những dấu hiệu đặc biệt. Kiểm tra mức dầu của máy cắt, trong trường hợp cần thiết cần tăng thêm cho đủ. Dầu máy cắt được thay hoàn toàn sau một số lần xác định máy cắt cắt ngắn mạch. Khi kiểm tra các bộ phận truyền động cần chú ý đến tình trạng của các lò xo, đặc biệt tình trạng của các tiếp điểm liên động. Các công việc kiểm tra bao gồm:

- Mức dầu, màu dầu, van an toàn, hệ thống dầu (hoặc khí nén);
- Sự liên động giữa máy cắt và dao cách ly;
- Trạng thái của máy cắt tương ứng với tín hiệu (con bài hoặc đèn);
- Tốc độ cắt.

Tất cả các kết quả quan sát cần được ghi vào sổ nhật ký.

### **2) Bảo dưỡng và sửa chữa**

Chu kỳ sửa chữa và bảo dưỡng được xác định phụ thuộc vào số lần máy cắt làm việc khi có sự cố ngắn mạch. Nếu dòng ngắn mạch có giá trị khoảng  $30 \div 60\%$  giá trị giới hạn của máy cắt thì số lần là 10, nếu dòng ngắn mạch lớn hơn thì số lần sẽ giảm đi.

Bảo dưỡng và sửa chữa được tiến hành bởi đội sửa chữa chuyên môn. Máy cắt được đưa ra khỏi mạng điện và được tháo lắp theo trình tự nhất định. Cùng với việc bảo dưỡng máy cắt thường tiến hành bảo dưỡng luôn các bộ truyền động. Sau mỗi lần bảo dưỡng cần tiến hành thử

nghiệm đóng cắt máy bằng tay và bằng cơ cấu tự động. Kiểm tra sự tác động chính xác của hệ thống tự động đóng-lập lại, tự động đóng dự phòng.

**3) Thao tác đóng cắt:** Việc điều khiển máy cắt có thể được thực hiện từ xa hoặc bằng tay. Sau khi đã thao tác đóng cắt máy cắt cần kiểm tra trạng thái thực sự của nó, bởi vì đôi khi lệnh đóng cắt không được thực hiện do nguyên nhân nào đó. Việc kiểm tra này có thể dựa vào đèn tín hiệu, các thiết bị đo lường, vị trí của các con bài v.v. Trong nhiều trường hợp cần định vị trạng thái của máy cắt trước khi tiến hành các thao tác với dao cách ly.

### **8.5.2. Vận hành dao cách ly và dao ngắt mạch**

**1) Dao cách ly** được thiết kế để đóng cắt mạch điện không có phụ tải hoặc phụ tải rất nhỏ. Dao cách ly được bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ, khi bảo dưỡng định kỳ cần làm sạch các lưỡi dao, kiểm tra lực ép cần thiết của các lưỡi dao. Trong chế độ vận hành dao cách ly cần được thoả mãn các yêu cầu sau:

- Khi làm việc với dòng định mức nhiệt độ tại điểm tiếp xúc của dao cách ly không được vượt quá  $75^{\circ}\text{C}$ ;
- Hệ thống tiếp xúc của dao cần phải chịu được tác động nhiệt và cơ học;
- Ở chế độ mở, vị trí của dao phải được cố định chắc chắn;
- Khi có tác động của dòng ngắn mạch ở chế độ đóng độ tiếp xúc của dao phải được giữ vững bởi các khoá cơ hoặc từ;
- Cơ cấu truyền động của dao cách ly phải có khoá liên động đối với máy cắt và dao nối đất để đảm bảo dao cách ly chỉ có thể cắt khi máy cắt ở trạng thái mở và lưỡi dao tĩnh của dao cách ly được nối đất khi dao ở trạng thái mở;
- Cách điện của dao cách ly phải đảm bảo cho mạng làm việc ở mọi thời tiết. Sứ cách điện phải có độ bền cơ học chịu được các lực tác động trong quá trình vận hành.

Trước khi tiến hành các thao tác với dao cách ly cần kiểm tra tình trạng của chúng. Nếu có dấu hiệu đe dọa sự an toàn của người và thiết bị thì cần thông báo ngay với người ra lệnh để có biện pháp khắc phục. Khi đóng dao cách ly mà thấy có hiện tượng hồ quang giữa các lưỡi dao thì không được ngấp ngừng hoặc lại cắt ra vì như vậy có thể kéo dài hồ quang và dẫn đến ngắn mạch giữa các pha. Các thao tác phải được thực hiện dứt khoát đến cùng.

Khi tiến hành cắt dao cách ly đầu tiên phải thử tác động lên cánh tay đòn để khẳng định không có cản trở gì trong quá trình thao tác. Vào thời điểm các tiếp điểm rời nhau nếu có hiện tượng hồ quang thì cần đóng ngay lại, vì có thể trong mạch còn có phụ tải, cần kiểm tra xác minh nguyên nhân gây hồ quang. Chú ý là dao cách ly và dao ngắt mạch chỉ có thể cắt được dòng không tải của máy biến áp và đường dây. Sau khi đã tiến hành các thao tác đối với dao cách ly cần kiểm tra tình trạng thực sự của nó, vì có thể các lưỡi dao không hoàn toàn ăn khớp nhau, hoặc đóng không chặt.

**2) Dao ngắt mạch:** Về cấu trúc, dao ngắt mạch không khác gì nhiều so với dao cách ly. Dao ngắt mạch cùng với sự phối hợp của dao ngắn mạch dùng để bảo vệ trạm biến áp khi có sự cố. Cũng như dao cách ly, dao ngắt mạch được kiểm tra định kỳ, trong thời gian kiểm tra cần chú ý đến tình trạng sứ cách điện, các dao tiếp xúc v.v. Các thao tác bảo dưỡng, đóng cắt cũng giống như đối với dao cách ly.

### **8.5.3. Vận hành máy biến đổi đo lường**

**1) Máy biến dòng:** Máy biến dòng được chế tạo với dòng thứ cấp là 5A hoặc 1A; Chúng làm việc gắn với chế độ ngắn mạch. Khi hở mạch phía thứ cấp, từ thông và suất điện động trong mạch tăng rất lớn gây nguy hiểm đến tính mạng người và thiết bị. Ngoài ra ở chế độ bảo hoà từ hao tổn trong lõi sắt tăng làm nóng thiết bị và gây hỏng cách điện. Bởi vậy mạch thứ cấp phải luôn luôn được khép kín, hơn thế nữa, một đầu của nó phải được nối đất. Máy biến dòng được kiểm tra định kỳ, công việc kiểm

tra bao gồm:

- Sơ đồ nối nhất thứ và nhì thứ;
- Mức dầu, màu dầu qua bộ chỉ thị;
- Tình trạng của cách điện và hệ thống nối đất.

**2) Máy biến điện áp** thường được chế tạo với điện áp thứ cấp là 100 V hoặc  $100/\sqrt{3}$  V. Máy biến điện áp làm việc ở chế độ gần không tải. Để bảo vệ máy biến điện áp khỏi ngắn mạch cần phải đặt cầu chảy hoặc aptômat, với mục đích an toàn, một đầu dây cuộn thứ cấp luôn luôn được nối đất.

Công việc vận hành máy biến điện áp gồm: kiểm tra, giám sát định kỳ, bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ. Công việc kiểm tra thường được tiến hành cùng với các thiết bị phân phối khác. Khi kiểm tra cần chú ý đến tình trạng nguyên vẹn của thiết bị, không có sự rò rỉ của dầu, sứ cách điện sạch sẽ v.v. Quá trình thử nghiệm máy biến điện áp gồm:

- Đo điện trở cách điện bằng megômét 1000 hoặc 2500 V. Điện trở cách điện của cuộn thứ cấp không được nhỏ hơn 1 M $\Omega$ .
- Đo tg $\delta$  bằng cầu xoay chiều;
- Thử nghiệm điện áp cao;
- Thử nghiệm dầu.

#### **8.5.4. Vận hành các thiết bị chống sét**

Thiết bị chống sét ống và chống sét van cần được chăm sóc bảo dưỡng hàng năm. Vào mùa đông bão chống sét van cần được kiểm tra hàng tháng. Trong quá trình kiểm tra cần chú ý đến tình trạng của sứ cách điện, mà cần được lau chùi thường xuyên; Các bộ phận bằng kim loại cần được bôi mỡ chống sự ăn mòn, gỉ sét và các tác động của môi trường xung quanh. Một trong những kiểm tra hàng năm là đo dòng điện dò qua bề mặt sứ bằng điện áp một chiều.

Chống sét ống được xem xét ở tất cả các lần đi kiểm tra đường dây, cần chú ý đến trạng thái của tín hiệu chỉ sự tác động của thiết bị

chống sét. Trong trường hợp thiết bị chống sét đã tác động thì cần quan sát kỹ bằng ống nhòm xem có dấu vết hư hỏng trên ống, trên xà sứ, hay không, có cần phải điều chỉnh lại khoảng phóng điện chưa v.v.? Trong trường hợp cần thiết thì phải báo ngay cho trực ban để có biện pháp xử lý. Tất cả các dấu hiệu phát hiện trong quá trình quan sát cần phải ghi vào sổ trực. Vào đầu mùa mưa bão cần tiến hành bảo dưỡng và kiểm tra: chống sét được tháo xuống để kiểm tra các bộ phận đập hồ quang, các khoảng phóng điện, chỉnh định lại các cực v.v. Vào cuối mùa mưa bão cần tiến hành bảo dưỡng ngoài cho các thiết bị chống sét. Tình trạng của các cột và dây thu lôi cũng phải được kiểm tra thường xuyên, đặc biệt chú ý đến các điểm nối. Tình trạng của hệ thống tiếp địa được kiểm tra 2 năm một lần. Nếu giá trị điện trở nối đất tăng 20% so với giá trị cho phép thì cần phải đặt thêm tiếp địa và dùng các biện pháp khác để khắc phục.

#### **8.5.5. Vận hành tụ điện**

Tụ điện là thiết bị rất nhạy cảm, nên trong mạch của nó cần luôn luôn có các thiết bị bảo vệ. Các tụ điện cao áp thường là tụ một pha, khi mắc theo hình sao hay tam giác đều cần có cầu chày bảo vệ. Các thiết bị đóng cắt có thể dùng máy cắt hoặc máy cắt phụ tải. Đặc điểm của các tụ điện là sau khi đã cắt khỏi mạch vẫn còn duy trì điện áp dư trên các đầu cực nên có thể gây nguy hiểm cho người vận hành. Bởi vậy sau khi vừa cắt tụ ra khỏi mạng điện cần phải phóng hết điện áp dư qua một điện trở. Ở mạng điện cao áp người ta sử dụng ngay các cuộn dây của các máy biến điện áp làm điện trở phóng điện của tụ khi đã ngắt ra khỏi mạng, vì vậy máy BU được nối vào phía dưới các thiết bị đóng cắt ngay trên đầu cực của nhóm tụ. Trong trường hợp tụ được dùng để bù cho động cơ hoặc máy biến áp thì dùng ngay các cuộn dây của stator của động cơ hoặc cuộn sơ cấp của máy biến áp để làm điện trở phóng điện. Đối với tụ điện hạ áp người ta thường dùng các bóng đèn sợi đốt làm điện trở phóng điện. Dùng đèn sợi đốt có lợi là khi tụ đã phóng điện hết thì đèn cũng tắt nên rất dễ theo dõi. Điện trở phóng điện được xác định theo biểu thức:

$$R_{\text{pt}} = 15 \cdot 10^6 \frac{U_{\text{du}}^2}{Q} \quad (8.16)$$

trong đó:

$U_{\text{du}}$  - điện áp dư trên các cực của tụ;

$Q$  - công suất của tụ.

Tụ điện phải được đặt ở những nơi khô ráo ít bụi bẩn, trong các buồng riêng có trang bị các thiết bị phòng chống cháy nổ. Không nên để ánh nắng tự nhiên chiếu trực tiếp vào tụ. Tụ hạ áp được đặt trong tủ 2 tầng, giữa các tầng có khoảng cách thích hợp đảm bảo độ thông thoáng.

Như đã biết, tụ điện rất nhạy cảm đối với các thông số chế độ như điện áp, tần số v.v. Khi điện áp quá lớn cường độ điện trường của tụ vượt quá giới hạn cho phép ( $12 \div 13 \text{ kV/mm}$ ) khi đó sẽ phát sinh hiện tượng ion hoá dầu cách điện dẫn đến sự cố ngắn mạch. Nếu nhiệt độ của tụ quá cao sẽ dẫn đến hiện tượng trương phình có thể gây nổ. Tóm lại khi vận hành tụ điện cần đặc biệt lưu ý các điểm sau:

- Tụ điện sau khi cắt khỏi mạng vẫn còn duy trì điện áp dư gây nguy hiểm cần phải có biện pháp phóng tụ.
- Tụ điện rất nhạy cảm với các thông số chế độ nên cần luôn được bảo vệ chống các hiện tượng vượt quá các trị số cho phép.

### **8.5.6. Vận cuộn kháng điện và cuộn dập hồ quang**

#### **1) Cuộn kháng điện**

Các cuộn kháng điện đóng vai trò hạn chế dòng điện ngắn mạch và giữ mức điện áp trên thanh góp khi có ngắn mạch ở phía sau. Trong trường hợp ngắn mạch xảy ra ở mạng điện phân phối, các cuộn kháng điện phải duy trì điện áp dư trên thanh góp không thấp hơn 70% giá trị điện áp định mức. Các cuộn kháng điện có cấu tạo gồm các vòng dây cách điện bằng đồng hoặc nhôm gắn trên các giá đỡ bê tông. Sau khi chế tạo các cuộn kháng điện được trải qua quá trình sấy và được quét sơn cách điện chống ẩm. Trong quá trình vận hành, điện trở cách điện của các vòng dây với giá bê tông được kiểm tra định kỳ bằng Mễgômét 1000 + 2500 V, giá trị điện trở này không được nhỏ hơn 0,5 MΩ. Sự suy giảm

giá trị điện trở của giá bê tông không thực sự nguy hiểm ở chế độ làm việc bình thường, nhưng trong trường hợp ngắn mạch nó có thể dẫn đến sự phóng điện giữa các vòng dây vì khi đó độ rơi điện áp ở cuộn kháng điện có giá trị rất lớn. Các trụ sứ đỡ giá bê tông được thử nghiệm bằng điện áp cao theo quy chuẩn.

Trong quá trình làm việc cuộn kháng điện chịu sự đốt nóng của dòng điện. Việc làm mát cuộn kháng có thể được thực hiện bằng sự đối lưu không khí tự nhiên, hoặc bằng dầu, bởi vậy trong quá trình vận hành cần phải xem xét sự thông thoáng của nơi đặt kháng điện. Khi ngắn mạch các vòng dây của cuộn kháng điện chịu tác động của các lực điện từ lớn, điều đó có thể dẫn đến sự xuất hiện của các vết rạn nứt hoặc làm biến dạng giá bê tông, vì vậy cuộn kháng phải được kiểm tra sau mỗi lần ngắn mạch. Các cuộn kháng điện làm mát bằng dầu sử dụng ở các mạng điện 35 kV trở lên cũng được kiểm tra tương tự như đối với máy biến áp.

## 2) Cuộn dập hồ quang

Trong mạng điện trung tính cách ly, khi có ngắn mạch một pha chạm đất, điện áp của pha bị ngắn mạch giảm xuống bằng 0, còn điện áp của các pha lành tăng lên  $\sqrt{3}$  lần, tức là bằng điện áp dây. Dòng điện ngắn mạch có giá trị bằng tổng các dòng điện dung của các pha lành. Nếu dòng ngắn mạch chạm đất có giá trị lớn thì sẽ dẫn đến hiện tượng cháy tắt hồ quang (hồ quang chập chờn) và điều đó sẽ dẫn đến sự quá điện áp nội bộ rất nguy hiểm. Cuộn dập hồ quang được mắc giữa điểm trung tính và đất để trung hoà dòng ngắn mạch mang tính điện dung và do đó có thể ngăn ngừa sự xuất hiện của hồ quang chập chờn. Cuộn dập hồ quang được chế tạo với các nấc điều chỉnh. Trong quá trình vận hành cho phép điều chỉnh quá hoặc thiếu điều hoà. Quá điều hoà, tức là dòng qua cuộn kháng điện lớn hơn dòng điện dung ( $I_{kd} > I_c$ ) cho phép điều chỉnh ở mạng điện mà có thành phần phản kháng của dòng ngắn mạch chạm đất không vượt quá 5A và độ mất điều hưởng  $(\frac{I_c - I_k}{I_c} 100)$  không quá 5%. Sự điều chỉnh thiếu điều hoà ( $I_k < I_c$ ) được áp dụng trong mạng cáp và đường dây

trên không, nếu sự ngắn mạch không đối xứng bất kỳ trong các mạng điện này không dẫn đến sự chuyển dịch trung tính quá 70% giá trị điện áp pha. Việc điều chỉnh có thể được thực hiện theo ba cách: thay đổi nấc của cuộn dây; thay đổi khe hở của mạch từ và thay đổi độ từ hoá bởi dòng điện một chiều. Sự điều chỉnh chỉ được tiến hành khi cuộn dây đã được cắt ra khỏi mạng điện.

Trong quá trình vận hành cuộn dập hồ quang được kiểm tra khi mỗi lần có sự cố ngắn mạch chạm đất đồng thời với việc tìm kiếm (định vị) điểm xảy ra ngắn mạch. Nếu quá trình tìm kiếm sự cố diễn ra quá lâu thì nhất thiết phải kiểm tra cẩn thận sự gia tăng của nhiệt độ dầu trong cuộn dập hồ quang. Việc kiểm tra này được thực hiện 30 ph một lần. Nhiệt độ tối đa cho phép là 100°C. Đại tu định kỳ cuộn dây dập hồ quang được tiến hành 12 năm một lần.

## **8.6. Thao tác chuyển đổi sơ đồ trong trạm biến áp**

### **8.6.1. Thủ tục và trình tự chuyển đổi sơ đồ**

Tất cả các thiết bị trong hệ thống điện có thể nằm trong 1 từ 3 trạng thái: làm việc; sửa chữa và dự phòng. Sự chuyển đổi trạng thái sơ đồ của các phần tử hệ thống điện được thực hiện bởi sự phối hợp hoạt động của các nhân viên vận hành dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban.

**1. Lệnh đóng cắt** được trao trực tiếp cho người thực hiện. Trong lệnh ghi rõ trình tự và mục đích đóng cắt. Nhân viên thừa hành ghi lại lệnh này vào sổ trực. Trình tự thao tác được kiểm tra trên sơ đồ thao tác.

**2. Phiếu thao tác đóng cắt:** Theo lệnh đóng cắt, trực ban lập phiếu thao tác, trong đó ghi rõ tất cả các thao tác và hình thức thực hiện: thao tác bằng cơ cấu điều khiển từ xa, bảo vệ rơle hay bằng tay v.v.

**3. Trình tự thực hiện:** Khi cán bộ vận hành nhận được phiếu thao tác sẽ phải tiến hành những công việc sau:

- Kiểm tra sơ đồ hiện trường, nhân diện chính xác các thiết bị cần thao tác;



- Đọc kỹ nội dung của công việc được ghi trong phiếu thao tác và thực hiện chúng;
- Đánh dấu những công việc đã thực hiện trong phiếu thao tác.

Quá trình thao tác có thể được thực hiện bởi 1 hoặc 2 người tùy theo mức độ phức tạp của các công việc. Khi 2 người thực hiện thì người có bậc an toàn cao hơn sẽ giám sát chỉ đạo còn người kia tiến hành các thao tác.

#### **4. Thông tin về sự kết thúc thao tác**

Sau khi kết thúc các công việc phải ghi tất cả các thao tác đã thực hiện vào sổ trực, đồng thời biểu thị những thay đổi trên sơ đồ thao tác, báo cáo với người ra lệnh thao tác về sự kết thúc công việc.

#### **8.6.2. Trình tự thao tác đóng cắt máy biến áp:**

Việc đóng máy biến áp và mạng có liên quan đến chế độ quá độ mà dòng từ hoá tăng đột ngột có thể vượt giá trị định mức. Ở trạm giảm áp khi có trên hai máy biến áp làm việc song song, việc đóng thêm một máy vào được tiến hành trước tiên là phía cao áp, nếu đóng phía thứ cấp trước thì sẽ có nguy cơ làm máy biến áp đang làm việc bị cắt bởi tác động của dòng từ hoá lên bảo vệ role.

**1) Khi đưa máy biến áp vào vận hành** trước hết cần đóng các dao cách ly (hình 8.6), tiếp đó là các máy cắt cao áp phía sơ cấp, sau đó đóng đến máy cắt tổng phía thứ cấp và cuối cùng là các máy cắt của các lộ ra.

**2) Khi cắt máy biến áp ra khỏi mạng** thì quá trình được thực hiện theo quy trình ngược lại, tức là trước hết cắt các máy cắt ở các lộ ra rồi đến máy cắt tổng phía thứ cấp v.v.

**3) Quy trình đóng máy biến áp 3 cuộn dây** được thực hiện theo trình tự :

- Đóng dao cách ly thanh cái, dao cách ly biến áp phía cao, trung và hạ áp;
- Đóng máy cắt cao, trung và hạ áp.

**4) Quy trình cắt máy biến áp 3 cuộn dây** được thực hiện theo trình tự ngược lại: cắt máy cắt phía hạ, trung, cao áp sau đó là dao cách ly biến áp ở 3 phía.

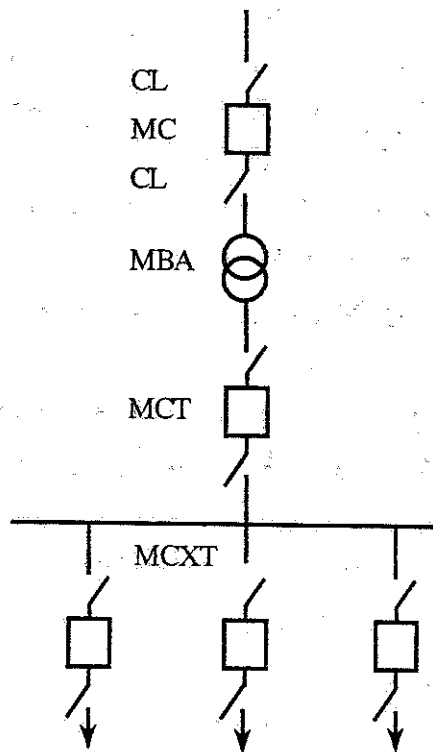
Ở một số trạm biến áp đơn giản không có máy cắt ở phía sơ cấp cần hết sức chú ý để không bao giờ cắt dao cách ly khi có dòng điện phụ tải. Việc cắt dòng phụ tải được thực hiện bởi máy cắt phía thứ cấp.

**5) Một số quy định khi thực hiện các công việc trong trạm biến áp**

- Khi vào trạm biến áp phải luôn luôn đảm bảo khoảng cách an toàn: Đối với mạch cao áp 10 kV khoảng cách này là 0,8 m, với mạng hạ áp là 0,3 m cấm không được vượt qua lưới chắn bảo vệ.

**Hình 8.6.** Sơ đồ thao tác trạm biến áp:

- MC - máy cắt;
- CL - dao cách ly;
- MCT - máy cắt tổng;
- MCXT - máy cắt xuất tuyến.



- Khi trời có dông, sấm sét, phải ngừng ngay mọi công việc trong trạm biến áp.

- Trong mỗi trạm biến áp phải có đầy đủ các phương tiện, dụng cụ:

+ Sổ ghi chép các tình trạng kỹ thuật của các thiết bị;

+ Dụng cụ phòng hộ: găng tay, ủng cách điện, sào, thảm cách điện v.v.

+ Đèn chiếu sáng dự phòng;

+ Biển báo an toàn;

+ Các dụng cụ phòng chống cháy nổ v.v.

### **8.6.3. Chuyển đổi trạng thái của các phần tử mạng điện**

**1). Chuyển đổi hệ thanh cái từ trạng thái dự phòng sang trạng thái làm việc** và ngược lại: Giả sử cần chuyển thanh cái II (hình 8.7) từ trạng thái dự phòng sang trạng thái làm việc và đưa hệ thanh cái I

từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng ta cần tiến hành các thao tác sau:

- Kiểm tra sự đồng bộ của điện áp trên 2 thanh cái;

- Đóng máy cắt liên lạc MCL và kiểm tra trạng thái của nó;

- Đóng các dao cách ly của tất cả các thiết bị vào thanh cái II;

- Cất tất cả các dao cách ly của các thiết bị ra khỏi thanh cái I, trừ dao cách ly của máy cắt liên lạc và của máy biến áp đo lường;

- Chuyển nguồn điện áp của mạch bảo vệ rơle và tự động điều khiển và tắt cả các thiết bị đo đếm sang máy biến áp đo lường của thanh cái II;

- Kiểm tra bằng chỉ số của Ampemét sự vắng mặt của dòng phụ tải trên máy cắt liên lạc;

- Đưa dòng thao tác đến bộ truyền động để cất máy cắt liên lạc MCL;

- Kiểm tra bằng Vonmét sự vắng mặt của điện áp trên hệ thanh cái I.

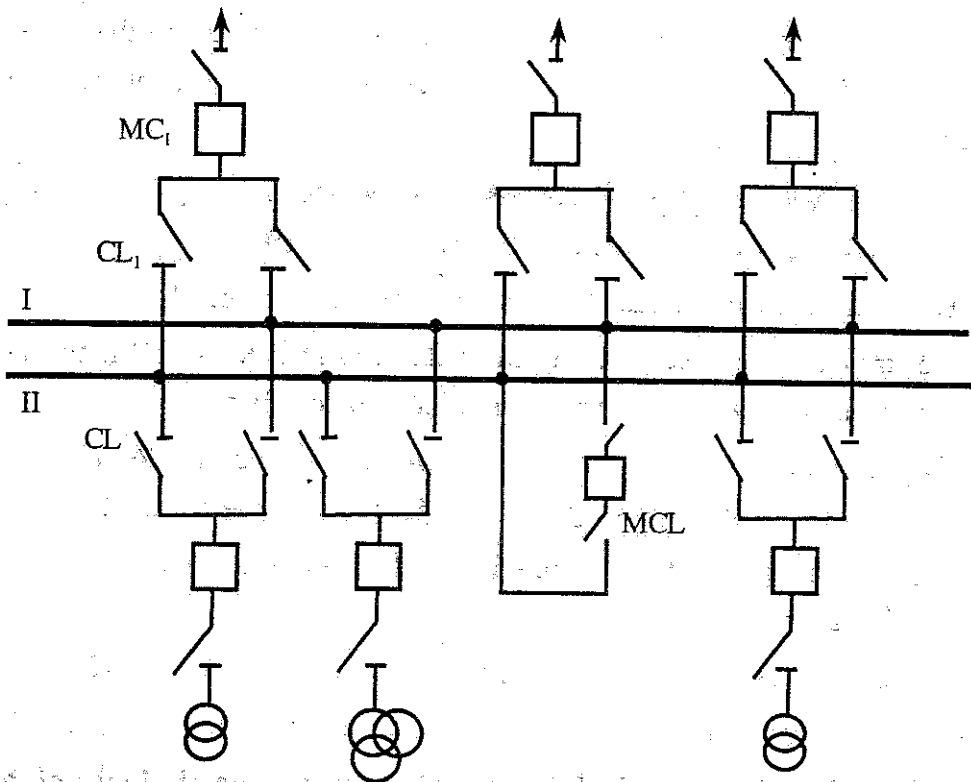
### **2) Chuyển một máy cắt đang làm việc sang trạng thái sửa chữa**

Giả sử cần đưa máy cắt  $MC_1$  từ trạng thái làm việc sang trạng thái sửa chữa ta sẽ đưa máy cắt liên lạc MCL vào làm việc thay thế cho  $MC_1$ . Quá

trình thao tác được tiến hành theo các trình tự sau:

- Kiểm tra sự nguyên vẹn của thanh cái dự phòng và máy cắt liên lạc MCL;
- Cắt máy cắt  $MC_1$  và các dao cách ly của nó ra khỏi mạng điện;
- Nối đất  $MC_1$  và đường dây;
- Nối tắt hai đầu dây vào ra của  $MC_1$  bằng các dây dẫn mềm;
- Tháo dây tiếp địa của đường dây;
- Đóng dao cách ly đường dây và dao cách ly thanh cái dự phòng;
- Đóng máy cắt MCL.

Kết quả là đường dây được nối với hệ thanh cái dự phòng và máy cắt liên lạc.



Hình 8.7. Sơ đồ chuyển đổi hai hệ thống thanh cái.

### 3) Chuyển dao cách ly sang trạng thái sửa chữa

Giả sử ta cần chuyển dao cách ly CL<sub>1</sub> (hình 8.7) đang từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng để đưa ra sửa chữa, ta cần tiến hành các bước sau:

- Cắt máy cắt MC<sub>1</sub>;
- Cắt dao cách ly CL<sub>1</sub>;
- Tiến hành các thao tác chuyển đổi từ hệ thanh cái I sang hệ thanh cái II như đã trình bày ở mục 8.6.3.a trên.

### 8.7. Ví dụ và bài tập

**Ví dụ 8.1:** Hãy tính toán sầy bằng phương pháp cảm ứng cho máy biến áp TM1000/10, biết kích thước của máy như sau: chiều cao vỏ máy  $h = 1,7$  m, chu vi  $l = 6,8$  m.

**Giải:** Trước hết ta xác định công suất cần thiết để sầy theo biểu thức (8.6)

$$P = \Delta P \cdot h \cdot l = 1,9 \cdot 1,7 \cdot 6,8 = 21,96 \text{ kW}$$

Giá trị  $\Delta P$  được chọn theo bảng 8.4: ứng với chu vi  $l < 10$  m ta lấy  $\Delta P = 1,9$  kW/m<sup>2</sup>, hệ số  $\cos\varphi = 0,5$ ;

Chọn điện áp sầy  $U_s = 100$  V. Dòng điện chạy trong cuộn dây sầy có giá trị:

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{U_s \cdot \cos\varphi} = \frac{21,96 \cdot 10^3}{100 \cdot 0,5} = 439,28 \text{ A}$$

Dự định dùng dây dẫn bằng đồng với mật độ dòng điện  $j = 4$  A/mm<sup>2</sup>. Tiết diện dây quấn  $F$  được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j} = \frac{439,28}{4} = 109,82 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây đồng có tiết diện chuẩn là 120 mm<sup>2</sup>.

Ứng với  $\Delta P = 1,9$  kW/m<sup>2</sup> ta chọn hệ số  $q = 1,57$  (bảng 8.5). Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức:

$$\omega = \frac{q \cdot U_s}{l} = \frac{1,57 \cdot 100}{6,8} = 23,09 \text{ chọn } \omega_c = 24 \text{ vòng.}$$

**Ví dụ 8.2:** Hãy tính toán sầy bằng dòng điện thứ tự không cho máy biến áp TM630/10, biết kích thước của máy như sau: chiều cao cuộn dây là  $h_{cd} = 90$  cm, khoảng cách giữa lõi thép và thành thùng  $b_k = 25$  cm, công suất định mức của máy biến áp là 630 kVA, điện áp định mức phía thứ cấp là  $U_n = 0,4$  kV, điện áp ngắn mạch  $U_k = 5,5\%$ , lấy hệ số  $\cos\varphi = 0,3$ .

**Giải:**

Trước hết ta xác định điện trở ngắn mạch của máy biến áp

$$Z_k = \frac{10 \cdot U_k \cdot U_n^2}{S_n} = \frac{10 \cdot 5,5 \cdot 0,4^2}{630} = 0,014 \Omega$$

Điện trở thứ tự không:

$$Z_0 = (3 + 5)Z_k \frac{h_{cd}}{b_k} = 5 \cdot 0,014 \frac{90}{15} = 0,42 \Omega$$

Công suất sầy:

$$P = 1 + \frac{S_n}{100} = 1 + \frac{630}{100} = 7,3 \text{ kW}$$

Điện áp sầy:

$$U_s = \sqrt{\frac{P \cdot Z_0 \cdot 10^3}{3 \cos\varphi_0}} = \sqrt{\frac{7,3 \cdot 0,42 \cdot 10^3}{3 \cdot 0,3}}, V = 58,3 \text{ V}$$

Chọn  $U_s = 60 \text{ V}$

### **Bài tập tự giải**

**8.1.** Hãy tính toán sầy bằng phương pháp cảm ứng cho máy biến áp TM630/10, biết kích thước của máy như sau: chiều cao vỏ máy  $h = 1,3$  m, chu vi  $l = 5,8$  m.

**8.2.** Hãy tính toán sầy bằng dòng điện thứ tự không cho máy biến áp TM250/10, biết kích thước của máy như sau: chiều cao cuộn dây là

$h_{cd} = 85$  cm, khoảng cách giữa lõi thép và thành thùng  $b_k = 12$  cm, công suất định mức của máy biến áp là 250 kVA, điện áp định mức phía thứ cấp là  $U_n = 0,4$  kV, điện áp ngắn mạch  $U_k = 5,5\%$ , lấy hệ số  $\cos\phi = 0,27$ .

### **Tóm tắt chương 8**

Các máy biến áp phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường.

*Kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp:* Việc kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp được tiến hành nhờ thiết bị đo fazomét, hoặc điện kế.

\* *Phương pháp định pha trực tiếp:* Một đầu của Vônmet được đấu vào một trong các đầu của cuộn thứ cấp còn đầu thứ hai sẽ lần lượt cho tiếp xúc với ba đầu ra của máy biến áp kia ( $a_1, b_1, c_1$ ) để đo điện áp. Nếu hai máy biến áp có tổ nối dây như nhau thì 1 trong các phép đo phải có giá trị 0.

\* *Phương pháp định pha gián tiếp* được thực hiện với sự trợ giúp của máy biến áp đo lường.

*Đóng máy biến áp vào làm việc song song cần thực hiện các điều kiện sau:*

- Điện áp sơ cấp và thứ cấp của chúng bằng nhau, tức là có hệ số biến áp giống nhau  $k_{ba} = \text{const}$ ;
- Điện áp ngắn mạch chênh lệch nhau không quá 10%;
- Tổ nối dây như nhau;
- Hoàn toàn đồng pha nhau;
- Sự chênh lệch công suất định mức không quá 4 lần.

#### *Lọc dầu biến thế*

*Phương pháp ly tâm:* Các máy ly tâm có thể lọc dầu ra khỏi các tạp chất cơ học và nước ở dạng nhũ tương.

*Dùng phin lọc ép:* Các phin lọc có thể được làm bằng giấy cátông hoặc vải, cách này có ưu điểm là dầu không phải tiếp xúc với không khí.

*Phương pháp hấp phụ:* Chất hấp phụ thường được dùng để tách nước và các tạp chất hoà tan trong dầu là zeolit và silicagen.

Bơm dầu vào máy biến áp có thể không hoặc có hút chân không.

Sấy máy biến áp

Sấy bằng lò thường được thực hiện tại xưởng chế tạo máy biến áp, nhiệt độ sấy khi xuất xưởng vào khoảng  $105 \div 110^{\circ}\text{C}$ .

Phương pháp sấy bằng gió nóng được thực hiện theo nguyên lý thổi gió nóng nhiệt độ chừng  $70 \div 80^{\circ}\text{C}$  vào ruột máy biến áp

Phương pháp sấy bằng bay hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh

Phương pháp cảm ứng: Phương pháp này được thực hiện theo nguyên lý phát nóng của dòng điện cảm ứng mà được sinh ra khi cho dòng điện xoay chiều vào các vòng dây quấn quanh vỏ máy biến áp.

Công suất cần thiết để sấy được xác định theo biểu thức

$$P = \Delta P \cdot h \cdot l, \text{ kW}$$

Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức

$$\omega = \frac{q \cdot U_s}{l}$$

Dòng điện chạy trong cuộn dây sấy có giá trị

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{U_s \cdot \cos\varphi}, \text{ A}$$

Tiết diện dây quấn  $F$  được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j}, \text{ mm}^2$$

\* Sấy không có chân không

- Đóng điện cho cuộn dây sấy, nâng nhiệt độ trong thùng lên đến  $100^{\circ}\text{C}$ ;
- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết; Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các máy biến áp phụ thuộc vào gam công suất của máy;
- Để tăng nhanh quá trình sấy, cần thực hiện sự khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên cắt sấy và thổi gió lạnh để hạ nhiệt độ, sau đó lại đóng



sấy và nâng nhiệt độ lên như cũ;

- Cắt sấy, để nhiệt độ giảm dần xuống còn  $70^{\circ}\text{C}$ , sau đó tiến hành rửa đáy và bơm dầu nóng  $50 \div 60^{\circ}\text{C}$  ngập ruột, ngâm trong 3 h đối với máy dưới 35 kV hoặc 12 h đối với máy trên 35 kV.

\* Sấy có chân không được tiến hành theo trình tự sau:

- Đóng điện cuộn dây sấy nâng dần nhiệt độ lên  $100^{\circ}\text{C}$  trong vòng ít nhất 24 h;

- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết;

- Sau khi đã đủ thời gian gia nhiệt, tiến hành sấy máy trong chân không.

- Để máy nguội trong chân không cho đến  $65^{\circ}\text{C}$ ;

- Bơm dầu vào rửa máy;

- Bơm dầu vào máy trong chân không;

- Duy trì chân không trên mặt thoáng dầu trong vòng 10 h đối với máy 110 kV trở xuống và 20 h đối với máy 220 kV trở lên.

*Sấy bằng dòng điện thứ tự không*

Nguyên lý sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không dựa trên sự phát nhiệt của dòng điện xoáy trong lõi thép và vỏ máy. Điện áp đưa vào mạch phụ thuộc vào kích thước của máy, có thể xác định theo biểu thức sau

$$U_s = \sqrt{\frac{P \cdot Z_0 \cdot 10^3}{3 \cos \varphi_0}} \quad \text{với } Z_0 = (3 + 5)Z_k \frac{h_{cd}}{b_k}, \quad Z_k = \frac{10 \cdot U_k \cdot U_n^2}{S_n}$$

$$\text{Công suất sấy } P = 1 + \frac{S_n}{100}$$

Quá trình sấy bằng dòng điện thứ tự không cũng giống quá trình sấy cảm ứng.

*Phụ sấy máy biến áp được thực hiện bởi sự gia nhiệt trong ruột máy bằng dòng điện một chiều hoặc dòng điện ngắn mạch.*

*Vận hành máy cắt điện*

Máy cắt điện được kiểm tra 2 lần mỗi năm và cứ sau mỗi lần cắt sự cố.

Chu kỳ sửa chữa và bảo dưỡng được xác định phụ thuộc vào số lần máy cắt làm việc khi có sự cố ngắn mạch.

*Dao cách ly* được bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ, khi bảo dưỡng định kỳ cần làm sạch các lưỡi dao, kiểm tra lực ép cần thiết của các lưỡi dao.

*Dao ngắt mạch* được kiểm tra định kỳ, trong thời gian kiểm tra cần chú ý đến tình trạng sứ cách điện, các dao tiếp xúc v.v.

*Máy biến dòng* được kiểm tra định kỳ, công việc kiểm tra bao gồm:

- Sơ đồ nối nhất thứ và nhị thứ;
- Mức dầu, màu dầu qua bộ chỉ thị;
- Tình trạng của cách điện và hệ thống nối đất.

*Máy biến điện áp* được kiểm tra, giám sát, bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ.

Các thiết bị chống sét ống và chống sét van được chăm sóc bảo dưỡng hàng năm. Vào mùa đông bão chống sét van cần được kiểm tra hàng tháng.

#### *Vận hành tụ điện*

Khi vận hành tụ điện cần đặc biệt lưu ý các điểm sau:

- Tụ điện sau khi cắt khỏi mạng vẫn còn duy trì điện áp dư gây nguy hiểm cần phải có biện pháp phóng tụ;
- Tụ điện rất nhạy cảm với các thông số chế độ nên cần luôn được bảo vệ chống các hiện tượng vượt quá các trị số cho phép.

#### *Vận hành cuộn kháng điện*

Trong quá trình vận hành, điện trở cách điện của các vòng dây được kiểm tra định kỳ bằng Mêgômét 1000 + 2500 V, giá trị điện trở này không được nhỏ hơn 0,5 MΩ; kiểm tra môi trường làm mát cuộn kháng điện; kiểm tra trạng thái của giá bê tông. Các cuộn kháng điện làm mát bằng dầu được kiểm tra tương tự như đối với máy biến áp.

#### *b) Cuộn dập hồ quang*

Sự điều chỉnh cuộn dập hồ quang chỉ được tiến hành khi cuộn dây đã được cắt ra khỏi mạng điện. Trong quá trình vận hành cuộn dập hồ

quang được kiểm tra khi mỗi lần có sự cố ngắn mạch chạm đất. Nếu ngắn mạch tồn tại lâu, việc kiểm tra nhiệt độ dầu trong cuộn dập hồ quang được tiến hành 30 ph một lần. Nhiệt độ tối đa cho phép là 100°C. Đại tu định kỳ cuộn dây dập hồ quang được tiến hành 12 năm một lần.

*Trình tự thao tác đóng cắt máy biến áp:*

Khi đưa máy biến áp vào vận hành trước hết cần đóng các dao cách ly, tiếp đó là các máy cắt cao áp phía sơ cấp, sau đó đóng đến máy cắt tổng phía thứ cấp và cuối cùng là các máy cắt của các lộ ra.

Khi cắt máy biến áp ra khỏi mạng thì quá trình được thực hiện ngược lại, tức là trước hết cắt các máy cắt ở các lộ ra rồi đến máy cắt tổng phía thứ cấp v.v.

### **Câu hỏi ôn tập chương 8**

1. Phương pháp kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp.
2. Phương pháp định pha các máy biến áp.
3. Đóng máy biến áp vào làm việc song song.
4. Thao tác điều chỉnh đầu phân áp.
5. Vận hành trạm biến áp trong trường hợp sự cố.
6. Công tác quản lý dầu biến thế.
8. Sấy và phụ sấy máy biến áp.
8. Vận hành máy cắt điện, dao cách ly và dao ngắt mạch.
9. Vận hành máy biến đổi đo lường.
10. Vận hành các thiết bị chống sét.
11. Vận hành tụ điện.
12. Vận hành cuộn kháng điện và cuộn dập hồ quang.
13. Tổ chức và trình tự chuyển đổi sơ đồ của trạm biến áp.
14. Chuyển đổi trạng thái của các phần tử mạng điện.

## Chương 9

# VẬN HÀNH ĐƯỜNG DÂY TẢI ĐIỆN

### 9.1. Thủ tục vận hành đường dây

#### 9.1.1. Tiếp nhận đường dây vào vận hành

Việc xây dựng đường dây nhìn chung do các đơn vị xây lắp điện thực hiện. Trong quá trình xây dựng phải có sự giám sát kỹ thuật, nếu có áp dụng các thiết bị hoặc công nghệ mới trong xây lắp điện thì cần phải có sự tập huấn bởi các chuyên gia. Sau khi đã hoàn tất công việc xây lắp, các thủ tục nghiệm thu, tiếp nhận đưa vào vận hành được tiến hành bởi hội đồng nghiệm thu với các tài liệu cần thiết như bản thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, sơ đồ đường dây, sơ đồ mặt bằng, mặt cắt của tuyến dây, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài liệu khác có liên quan. Các thành viên của hội đồng tiến hành xem xét, kiểm tra một cách chi tiết các phần tử của đường dây mới xây dựng và lập biên bản trong đó có ghi rõ những thiếu sót và tồn tại cần khắc phục. Sau khi tất cả những thiếu sót đã được đơn vị thi công khắc phục, quá trình xem xét, nghiệm thu lại lần thứ hai được tiến hành và kết thúc bằng biên bản nghiệm thu bổ sung. Trên cơ sở các biên bản của hội đồng nghiệm thu, đường dây sẽ được đưa vào chạy thử. Trước khi đóng điện, đường dây phải được thử nghiệm, định pha. Sau khi đóng tải đường dây được chạy thử trong thời gian ít nhất một ngày, nếu mọi việc đều diễn ra suôn sẻ thì biên bản chuyển giao mới chính thức được thực hiện và đường dây mới xây dựng được bàn giao cho đơn vị vận hành đưa vào sử dụng. Các công việc thao tác trên đường dây được tiến hành theo phiếu thao tác như đã trình bày ở chương 1.

## **9.1.2. Thủ tục tiến hành các công việc trên đường dây**

### **1) Cắt điện kiểm tra và treo biển báo**

Khi làm việc ở đường dây đã cắt điện cần thực hiện các biện pháp sau:

- Cắt điện bằng cầu dao hoặc aptômát và phải treo biển báo tại cầu dao (aptômát) với dòng chữ “Cấm đóng điện, có người làm việc”;
- Kiểm tra sự mất điện trên đường dây bằng bút thử điện hoặc bộ chỉ điện áp;
- Nếu đường dây được cung cấp từ hai phía thì phải cắt cả hai đầu và treo biển ở tất cả các nơi có cầu dao cắt điện.

### **2) Đặt tiếp địa di động**

Sau khi đã kiểm tra không còn sự hiện diện của điện áp trên đường dây cần tiến hành đặt tiếp địa di động ở hai đầu của đoạn dây nơi tiến hành công việc. Trước khi đặt tiếp địa cấm mọi người trèo lên cột. Khi đặt tiếp địa phải đeo găng tay an toàn, dây tiếp địa được làm bằng đồng nhiều sợi, tiết diện không nhỏ hơn  $25 \text{ mm}^2$ . Trình tự đặt tiếp địa là: Đầu trước một đầu với cọc tiếp địa, sau đó mới mắc đầu thứ hai vào dây của cả 3 pha; Quá trình tháo tiếp địa phải tiến hành ngược lại. Nếu xung quanh không có cọc tiếp đất thì phải dùng cọc tiếp địa đóng sâu ít nhất 1,2 m.

### **3) Kết thúc công việc và đóng điện**

Trước khi kết thúc công việc người chỉ huy phải trực tiếp kiểm tra lại toàn bộ tuyến dây vừa sửa chữa xong, sau đó ra lệnh tháo tiếp địa di động. Người chỉ huy trực tiếp đóng điện trả lại cho đường dây, cất biển báo và thu lại phiếu công tác, phiếu này được lưu lại ít nhất một tháng.

## **9.2. Quản lý vận hành đường dây trên không**

### **9.2.1. Nguyên tắc chung**

- Các đường dây phải có hành lang an toàn tiêu chuẩn. Hành lang an toàn là khoảng không gian giới hạn bởi các mặt phẳng song song cách

các dây dẫn biên một khoảng  $l_{at}$  tùy thuộc vào mức điện áp của mạng điện. Trong các trường hợp đặc biệt khoảng cách từ mép ngoài dây dẫn đến thiết bị không được nhỏ hơn giá trị tối thiểu  $l_{min}$ . Các giá trị khoảng cách an toàn của đường dây phụ thuộc vào cấp điện áp được biểu thị trong bảng 9.1.

**Bảng 9.1.** Hành lang an toàn của đường dây phụ thuộc vào cấp điện áp

U, kV	< 1	1 ÷ 22	35	110	220	500
$l_{at}$ , m	2	10	15	20	25	30
$l_{min}$	0,5	1,5	2	4	6	10

- Các mối nối phải được thực hiện đúng kỹ thuật, đảm bảo chắc chắn và tin cậy, trên mỗi khoảng vượt không có quá 1 mối nối. Không thực hiện mối nối ở khoảng vượt có giao nhau với đường dây khác hoặc nơi đường dây đi qua các công trình.

- Các phương tiện giao thông có chiều cao trên 4,5 m chỉ cho phép chui qua đường dây trên không ở những vị trí quy định; Khoảng cách tối thiểu từ dây dẫn cao áp đến lòng đường tại nơi giao nhau với đường giao thông được thể hiện trong bảng sau:

**Bảng 9.2.** Khoảng cách tối thiểu từ dây dẫn cao áp đến lòng đường giao thông

U, kV	35	110	220	500
h, m	6	7	8	9

- Cột điện nhất thiết phải được đánh số thứ tự, số hiệu tuyến dây; Đối với đường dây 35 kV trở lên, ngoài những ký hiệu trên còn có ký hiệu về số mạch và các biển báo nguy hiểm. Các cột bằng kim loại phải được mạ kẽm hoặc sơn chống gỉ.

- Nếu số sợi dây của một dây dẫn bị đứt ít hơn 17% thì cần phải quấn dây bảo dưỡng hoặc dùng ống vá ép; nếu số sợi dây đứt nhiều hơn 17% thì cần phải cắt đi và nối lại bằng ống.

- Đường dây từ 110 kV trở lên phải được trang bị cơ cấu xác định vị trí xảy ra sự cố;
- Trên các đoạn dây đi qua các khu vực nhiễm bẩn nặng cần phải dùng sứ tăng cường hoặc sứ đặc biệt và phải có biện pháp làm sạch định kỳ.

### **9.2.2. Quản lý vận hành đường dây**

#### **1) Kiểm tra định kỳ**

Đường dây trên không phải được kiểm tra định kỳ, thời hạn kiểm tra định kỳ đường dây cao áp được tiến hành ít nhất mỗi quý một lần đối với đường dây từ 35 kV trở xuống và mỗi tháng một lần đối với đường dây từ 35 kV trở lên. Trong quá trình kiểm tra, quan sát cần chú ý đến sự nguyên vẹn của dây dẫn, cột, xà, sứ và các thiết bị khác. Nội dung kiểm tra gồm:

- Xem xét tình trạng của dây dẫn, dây chống sét, cột, xà, sứ, dây néo v.v.
- Đo điện trở tiếp địa 3 năm một lần;
- Xem xét trạng thái của các thiết bị chống sét;
- Kiểm tra dọc tuyến đường dây, hành lang an toàn của đường dây.

Những hư hỏng thường gặp ở đường dây trên không là:

- + Hư hỏng trên các dây dẫn và dây chống sét: đứt một số sợi dây, dây bị xoắn, sợi dây bị cháy, các mối nối bị nóng quá mức hoặc có hồ quang phát sinh, dây rơi xuống xà, dây bị quá trùng, độ võng quá lớn v.v.
- + Hư hỏng trên sứ và linh kiện phụ trợ: Sứ bị rạn nứt hoặc bị sút mẻ, bề mặt sứ quá bẩn, hiện tượng rò điện ra xà và cột, hiện tượng phóng điện trên bề mặt sứ, sứ bị nghiêng, xà bị lệch, bulông bị lỏng v.v.
- + Hư hỏng trên cột, dây néo và móng: Cột bê tông bị rạn nứt, bị nghiêng lệch hoặc bị sút mẻ, dây néo quá trùng, móng cột bị lún, bị nghiêng v.v.
- + Hư hỏng trên các thiết bị chống sét: Chống sét phóng điện khi không có sét, khoảng phóng điện không phù hợp, thiếu con bài hoặc tín hiệu chỉ sự tác động của máy chống sét v.v.

+ Sự vi phạm hành lang an toàn: Có sự hiện diện của các công trình, nhà cửa, thiết bị trong hành lang an toàn của đường dây, có sự xâm lấn của cây cối, cây đổ vào tuyến dây, thiếu biển báo, ký hiệu chỉ dẫn tại các điểm giao nhau của đường dây với các trục đường giao thông và các công trình khác v.v.

Đường dây hạ áp được kiểm tra định kỳ mỗi năm một lần, khối lượng công việc gồm: kiểm tra điện trở cách điện của sứ, mức độ hư hỏng của cột, điện trở tiếp địa của hệ thống nối đất, phân bố lại phụ tải giữa các pha, kiểm tra tình trạng của các thiết bị (dây dẫn, cột, xà, sứ, tiếp địa, độ võng, cầu chảy, aptomat, mối nối v.v.). Mối nối được kiểm tra vào ban đêm để dễ dàng phát hiện sự đánh lửa. Sau khi kiểm tra cần ghi lại các kết quả vào sổ nhật ký. Việc kiểm tra được thực hiện bởi hai người với trang bị các phương tiện an toàn.

## 2) Kiểm tra bất thường

Quá trình kiểm tra bất thường được tiến hành trước và sau mùa có thời tiết xấu, hoặc khi đường dây bị cắt tự động. Sự xem xét bất thường cũng được thực hiện khi xuất hiện nguy cơ đường dây bị tác động của các nhân tố như sấm sét, bão lụt, hoả hoạn v.v. Quá trình xem xét kiểm tra bất thường nhằm xác định các giải pháp hợp lý để ngăn ngừa các ảnh hưởng xấu có thể xảy ra đối với mạng điện. Các xem xét bất thường cũng được tiến hành ngay sau khi các hiện tượng thời tiết xấu đã xảy ra nhằm khắc phục hậu quả đối với đường dây.

## 3) Kiểm tra bảo dưỡng

Đường dây trên không cần được kiểm tra bảo dưỡng với mục đích xem xét chi tiết trạng thái của các phần tử đường dây, đo lường các thông số và phát hiện những khuyết tật có thể dẫn đến sự hỏng hóc của các phần tử trong quá trình vận hành. Nội dung kiểm tra bảo dưỡng gồm:

- Kiểm tra sự hoen gỉ của các chi tiết, không ít hơn 3 năm một lần;
- Kiểm tra tình trạng của cột (cột thép hoặc cột bê tông cốt thép);
- Kiểm tra độ bền điện của sứ cách điện sau một năm đưa vào vận



hành và sau đó tùy theo mức độ phóng điện trên bề mặt sứ, nhưng không quá 6 năm một lần;

- Kiểm tra điện trở của các mối nối của dây dẫn 35 kV trở lên sau một năm bắt đầu đưa vào vận hành và sau đó không quá 6 năm một lần;
- Kiểm tra điện trở tiếp địa của đường dây.

#### 4) Đại tu và bảo dưỡng định kỳ

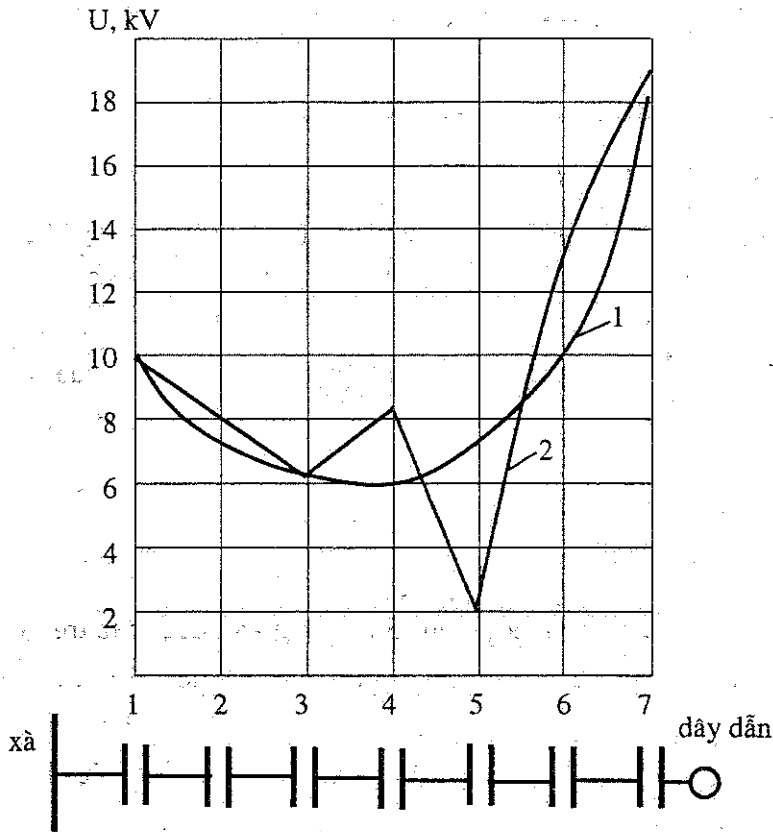
Đại tu và bảo dưỡng định kỳ nhằm phục hồi lại khả năng truyền tải của đường dây, quá trình đại tu đường dây được tiến hành 3-6 năm một lần. Công việc sửa chữa được tiến hành đồng bộ trên tất cả các phần tử của đường dây, khắc phục tất cả những khiếm khuyết của chúng, đưa chúng về trạng thái tốt nhất. Việc thực hiện đồng bộ nhằm giảm đến mức tối đa thời gian cắt điện.

#### 5) Kiểm nghiệm và bảo dưỡng sứ cách điện

Sứ cách điện được làm bằng gốm hoặc thủy tinh, nó có nhiệm vụ cách ly dây dẫn với xà và cột điện. Sứ cách điện được mắc trên đường dây theo hai hình thức: sứ đứng và sứ chuỗi. Có thể nói sứ cách điện là "gót chân Asin" của đường dây, nó rất dễ bị tổn thương trong quá trình vận hành. Sứ cách điện của đường dây phải làm việc dưới các điều kiện khí hậu thời tiết thay đổi liên tục, chúng luôn chịu sự tác động của điện áp làm việc, quá điện áp khí quyển và quá điện áp nội bộ. Sứ cũng luôn chịu sự tác động của tải trọng cơ học như sức căng của dây dẫn, sự tác động của gió bão v.v. Cùng với thời gian các đặc tính cơ và điện của sứ bị giảm sút, vì vậy chúng phải luôn được chăm sóc và kiểm tra trong quá trình vận hành.

Việc kiểm tra tình trạng của sứ được tiến hành cùng với quá trình kiểm tra đường dây. Sự quan sát bề mặt của sứ được thực hiện với sự trợ giúp của ống nhòm. Độ bền điện của sứ chuỗi được kiểm nghiệm lại không quá 6 năm một lần bằng cách đo sự phân bố điện áp trên các bát sứ. Dấu hiệu của sự hư hỏng là sự giảm giá trị điện áp trên sứ. Trên hình

9.1. biểu thị đường cong phân bố điện áp trên các phần tử của sứ đường dây 110kV. Đường cong 1 biểu thị sự phân bố điện áp khi các bát sứ ở trạng thái bình thường, còn đường cong 2 là khi bát sứ thứ năm bị rạn nứt.



Hình 9.1. Đường cong phân bố điện áp trên các phần tử sứ chuỗi của đường dây 110 kV:

- 1- khi sứ ở trạng thái bình thường;
- 2- khi có hư hỏng ở bát sứ thứ năm.

### 9.3. Quản lý đường dây cáp

#### 9.3.1. Tiếp nhận đường cáp vào vận hành

Sau khi đường dây cáp đã được xây dựng xong cần tiến hành nghiệm thu đưa vào vận hành. Khi nghiệm thu, ngoài các hồ sơ thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài

liệu khác có liên quan cần phải có các sơ đồ tuyến dây có chỉ rõ vị trí các phễu cáp, các đường giao nhau với các hệ thống ngầm như ống nước, ống dẫn khí, đường dây thông tin v.v. Chương trình nghiệm thu được thực hiện bởi hội đồng nghiệm thu. Các thành viên hội đồng kiểm tra các tài liệu, có liên quan và nghiệm thu tại hiện trường. Khi đóng điện vào đường cáp cần tiến hành các công việc sau:

- Xác định sự nguyên vẹn của cáp;
- Định pha các sợi cáp;
- Đo điện trở cách điện, điện trở nối đất của phễu cáp;
- Kiểm tra hoạt động của các cơ cấu bảo vệ chống dòng điện tản mạn trong đất;
- Thử nghiệm điện trở cách điện;
- Xác định điện trở tác dụng của các sợi cáp và điện dung làm việc (đối với đường dây từ 220 kV trở lên).

Đối với cáp ngầm trong đất có sử dụng dầu hoặc khí cách điện, ngoài những công việc nêu trên cần nghiệm thu toàn bộ tổ hợp có liên quan như cơ cấu nạp dầu, đường dẫn dầu, hệ thống tín hiệu, hệ thống bảo vệ chống ăn mòn v.v.

### **9.3.2. Vận hành đường dây cáp**

Quá trình vận hành cáp được thực hiện bởi các công việc kiểm tra định kỳ tuyến cáp. Đối với các đường cáp dưới 35 kV ở trong thành phố việc kiểm tra được tiến hành 6 tháng một lần. Trước khi đưa đường dây cáp vào vận hành cần xác định giá trị dòng điện giới hạn cho phép của phụ tải. Nhân viên vận hành cần phải biết rõ giới hạn này để có thể sử dụng tối đa khả năng truyền tải của đường dây cáp và không để cho dây cáp làm việc quá tải. Giá trị dòng điện giới hạn của đường dây cáp phải được biểu thị bằng vạch đỏ trên Ampemét mắc ở đầu mạch.

Nhiệt độ đốt nóng của đường dây cáp được kiểm tra trong trường hợp có nhu cầu điều chỉnh lại dòng điện giới hạn cho phép của cáp. Các vị trí kiểm tra nhiệt độ của cáp được xác định trước, đó là nơi mà dây cáp có thể bị đốt nóng nhiều nhất. Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp

có thể xác định theo biểu thức

$$\Delta\theta_1 = \frac{I^2 \cdot n\rho R_Q}{100 \cdot F} \quad (9.1)$$

trong đó:

I - giá trị dòng điện cực đại của cáp, xác định trong quá trình đo nhiệt độ vỏ cáp;

n - số lõi cáp;

$\rho$  - điện trở suất của vật liệu làm lõi cáp,  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ;

$R_Q$  - tổng nhiệt trở của lớp cách điện và các lớp bảo vệ,  $^\circ\text{C} \cdot \text{m}/\text{W}$ ;

F - tiết diện mặt cắt ngang của lõi cáp,  $\text{mm}^2$ .

Nhiệt độ của lõi cáp được hiệu chỉnh trên cơ sở giá trị nhiệt độ đo được ở vỏ

$$\theta_1 = \theta_{v_0} + \Delta\theta_1 \quad (9.2)$$

trong đó:

$\theta_1$  - nhiệt độ của lõi cáp,  $^\circ\text{C}$ ;

$\theta_{v_0}$  - nhiệt độ đo được ở vỏ cáp,  $^\circ\text{C}$ .

Trên cơ sở số liệu đo đếm tiến hành hiệu chỉnh giá trị của dòng điện cực đại cho phép  $I_{cp}$  theo biểu thức

$$I_{cp} = I \sqrt{\frac{\theta_{cp} - \theta_0}{\theta_1 - \theta_0}} \quad (9.3)$$

trong đó:

$\theta_{cp}$  - nhiệt độ cho phép của dây cáp,  $^\circ\text{C}$ ;

$\theta_0$  - nhiệt độ của môi trường xung quanh tại nơi tiến hành các phép đo,  $^\circ\text{C}$ .

**Bảng 9.3.** Nhiệt độ cho phép của cáp điện lực ứng với nhiệt độ môi trường  $25^\circ\text{C}$

Cách điện	$\theta_{cp}, ^\circ\text{C}$	
	Giấy tẩm dầu	Cách điện polyme
cáp < 3 kV	80	65
đến 10 kV	60	60
22 ÷ 35 kV	50	50

Việc đo đếm dòng điện phụ tải và điện áp của đường cáp tại các điểm kiểm tra được thực hiện không ít hơn 2 lần mỗi năm và nhất thiết phải đo vào giờ cao điểm và giờ thấp điểm. Việc phân tích các kết quả đo phụ tải ở các giờ cao điểm và thấp điểm sẽ cho phép áp dụng các giải pháp cải thiện chế độ làm việc của mạng điện và nâng cao chất lượng điện năng.

Các đường cáp đến 35 kV trong thành phố cần phải được thử nghiệm bảo dưỡng bằng điện áp một chiều nâng cao ít nhất 1 lần trong năm. Việc thử nghiệm cũng phải được thực hiện sau mỗi lần sửa chữa bảo dưỡng có liên quan đến việc đào bới đường cáp. Đối với các đường dây cáp đặt trong đất làm việc liên tục không có sự cố, thì việc thử nghiệm định kỳ được thực hiện 5 năm một lần.

### **9.3.3. Giám sát và bảo vệ hành lang cáp**

Độ tin cậy liên tục cung cấp điện của đường cáp phụ thuộc nhiều vào sự tổ chức giám sát không chỉ bản thân rãnh cáp cùng các thiết bị của đường cáp mà cả hành lang an toàn của nó. Sự giám sát đường cáp được thực hiện dọc theo tuyến dây để ngăn ngừa các hành động đào bới, đóng cọc, xây dựng các công trình ảnh hưởng đến sự an toàn của đường cáp.

Các đường cáp ngầm được đánh dấu và có các cọc mốc chỉ giới, các biển báo chỉ dẫn cấm mọi hình thức xâm phạm vùng an toàn. Các công việc thực hiện gần đường cáp được chia theo từng vùng:

- Vùng 1: những công việc thực hiện cách đường cáp dưới 1 mét;
- Vùng 2: các công việc thực hiện cách đường cáp trên 1 mét.

Các công việc ở vùng 1 được tiến hành với sự đồng ý bằng văn bản của thủ trưởng đơn vị quản lý đường cáp và dưới sự giám sát thường xuyên của đơn vị này. Những công việc ở vùng 2 được thực hiện dưới sự giám sát có chu kỳ của thợ điện. Sau khi các công việc hoàn tất, các biên bản bàn giao sẽ được ký nhận, trong đó có ghi rõ hiện trạng trước và sau khi tiến hành công việc.

Đơn vị quản lý đường cáp có trách nhiệm nhắc nhở, hướng dẫn có định kỳ cho các tổ chức và nhân dân nơi có đường dây đi qua, chấp hành những quy định bảo vệ an toàn cho đường dây.

#### 9.4. Các phương pháp định vị sự cố trong mạng điện

Các sự cố xảy ra trên đường dây thường rất khó xác định do đường dây dài và trong nhiều trường hợp không thể quan sát bằng trực quan được. Để xác định vị trí xảy ra sự cố (ngắn mạch, đứt dây...) người ta áp dụng nhiều phương pháp khác nhau tùy thuộc vào điều kiện cụ thể của mạng điện. Dưới đây chúng ta xét một số phương pháp định vị sự cố thông dụng.

##### 9.4.1. Phương pháp truyền xung

Để xác định vị trí xảy ra sự cố trên đường dây người ta thường dùng phương pháp đo thời gian truyền xung trên dây dẫn bằng các thiết bị định vị loại IKJL.5; P5.5; P5.7 v.v. Thiết bị định vị sự cố làm việc theo nguyên lý sau: Một xung điện được phóng vào đường dây nơi có sự cố (hình 9.2), do sự không đồng nhất của điện trở sóng, tại nơi ngắn mạch, xung bị gửi trở lại. Đo thời gian từ khi phóng xung đến lúc nhận được tín hiệu trở lại có thể dễ dàng xác định được khoảng cách đến điểm ngắn mạch theo biểu thức:

$$l = 0,5t.v; \quad (9.4)$$

trong đó:

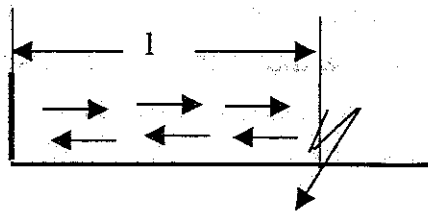
$l$  - khoảng cách từ nơi đặt thiết bị định vị đến nơi xảy ra ngắn mạch;

$t$  - thời gian từ khi phóng xung đến khi nhận được tín hiệu trở lại;

$v$  - vận tốc truyền sóng.

Tín hiệu xung có thể quan sát trên màn hình.

**Hình 9.2.** Xác định vị trí ngắn mạch trên đường dây bằng phương pháp truyền xung.

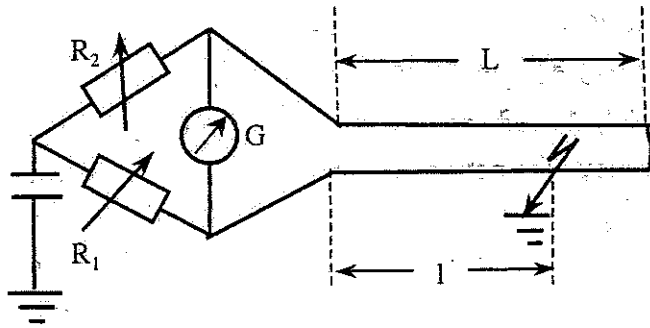


### 9.4.2. Phương pháp dùng sóng hài bậc cao

Như đã biết, khi có ngắn mạch chạm đất dòng điện chạy trong đất có chứa các sóng hài bậc cao, người ta lợi dụng tính chất này để thiết kế ra loại máy đo cường độ từ trường của sóng hài bậc cao. Nhân viên vận hành đeo máy đi dọc đường dây nơi xảy ra sự cố và quan sát chỉ số của thiết bị đo, tại nơi có sự cố ngắn mạch chạm đất chỉ số của thiết bị đo sẽ đạt giá trị cực đại. Sóng hài được lựa chọn thường là sóng hài bậc 5. Phương pháp này được áp dụng nhiều đối với mạng điện có trung tính cách ly.

### 9.4.3. Phương pháp dùng cầu đo điện trở

Cầu đo điện trở gồm một đồng hồ đo có độ nhạy cao mắc trên đường chéo của mạch cầu, các điện trở  $R_1$  và  $R_2$  đã được chỉnh định từ trước.



Hình 9.3. Sơ đồ xác định vị trí ngắn mạch bằng cầu đo.

Khi mắc cầu đo vào mạch (hình 9.3) với vị trí cân bằng của cầu đo, khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2} \quad (9.5)$$

trong đó:

$L$  - chiều dài của toàn bộ đường dây.

#### 9.4.4. Phương pháp điện dung

Phương pháp này thường được áp dụng để xác định vị trí điểm đứt dây trên đường cáp ngầm. Nội dung của phương pháp là đo điện dung của đường dây cáp bằng cầu xoay chiều và so sánh giá trị của phép đo với giá trị điện dung của đường dây nguyên vẹn, trên cơ sở đó xác định khoảng cách đến điểm xảy ra sự cố theo tỷ lệ của các điện dung.

$$l = \frac{C_{do}}{C_{\Sigma}} L \quad (9.6)$$

trong đó:

$C_{do}$  - giá trị điện dung theo thiết bị đo;

$C_{\Sigma}$  - tổng điện dung của đường cáp lành.

#### 9.4.5. Phương pháp cảm ứng và âm học

Bằng máy phát đặc biệt người ta đưa vào đường dây một dòng điện cỡ 10 ÷ 20 A với tần số âm thanh (800 ÷ 1000 Hz). Quanh dây dẫn sẽ xuất hiện dao động điện từ. Dùng một thiết bị thu với vòng anten, qua bộ khuếch đại, đi dọc theo tuyến dây, có thể nghe được âm thanh của sóng điện từ này. Tại nơi xảy ra sự cố, âm thanh tăng vọt lên rồi tắt hẳn. Trên nguyên lý như vậy người ta phát vào đường dây không phải là dòng điện bình thường mà là một bản nhạc và nhân viên vận hành sẽ vừa thưởng thức âm nhạc vừa đi dọc theo tuyến dây để tìm đến điểm xảy ra sự cố, chính vì lẽ đó mà phương pháp này được gọi là phương pháp âm học.

#### 9.5. Ví dụ và bài tập

**Ví dụ 9.1:** Một đường cáp 10 kV lõi nhôm tiết diện  $3 \times 50 \text{ mm}^2$  với cách điện bằng polyme, truyền tải công suất 780 kVA. Nhiệt độ đo được ở vỏ cáp là  $45^{\circ}\text{C}$ . Hãy kiểm tra chế độ nhiệt và mức mang tải cho phép của cáp. Nhiệt trở của cách điện và vỏ cáp lấy bằng  $R_0 = 540^{\circ}\text{C.m/W}$ .

**Giải:**

Căn cứ vào vật liệu lõi cáp ta xác định điện trở suất ứng với dây nhôm là  $\rho = 28,5 \cdot 10^{-3} \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ .



Dòng điện chạy trong dây cáp:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{780}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45 \text{ A}$$

Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp:

$$\Delta\theta_1 = \frac{I^2 \cdot n p R_Q}{100 \cdot F} = \frac{45^2 \cdot 3 \cdot 28,5 \cdot 0,54}{100 \cdot 50} = 6,24^\circ\text{C}$$

Nhiệt độ thực tế của cáp:

$$\theta_1 = \theta_{v_0} + \Delta\theta_1 = 45 + 6,24 = 51,24^\circ\text{C}$$

Như vậy nhiệt độ của cáp thấp hơn nhiệt độ cho phép là  $\theta_{cp} = 60^\circ\text{C}$ .

**Ví dụ 9.2:** Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp truyền xung, biết thời gian kể từ khi gửi đến lúc nhận tín hiệu là  $t = 0,0254 \text{ ms}$ , tốc độ truyền sóng lấy bằng  $v = 300.000 \text{ km/s}$ .

**Giải**

Khoảng cách từ điểm đặt thiết bị đo đến vị trí xảy ra ngắn mạch là

$$l = 0,5t \cdot v = 0,5 \cdot 0,0254 \cdot 300 = 3,81 \text{ km};$$

**Ví dụ 9.3.** Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp cầu đo, biết tổng chiều dài đường cáp là  $L = 5,6 \text{ km}$ , các giá trị điện trở  $R_1 = 2,6$  và  $R_2 = 5 \Omega$

**Giải**

Khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2} = \frac{2 \cdot 5,6 \cdot 2,5}{2,5 + 5} = 3,83 \text{ km}$$

**Bài tập tự làm**

**9.1.** Một đường cáp 22 kV lõi nhôm tiết diện  $3 \times 70 \text{ mm}^2$  với cách điện bằng polyme, truyền tải công suất 1540 kVA. Nhiệt độ đo được ở vỏ cáp

là  $40^{\circ}\text{C}$ . Hãy kiểm tra chế độ nhiệt và mức mang tải cho phép của cáp. Nhiệt trở của cách điện và vỏ cáp lấy bằng  $R_0 = 430^{\circ}\text{C.m/W}$ .

**9.2.** Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp truyền xung, biết thời gian kể từ khi gửi đến lúc nhận tín hiệu là  $t = 0,0666$  ms, tốc độ truyền sóng lấy bằng  $v = 300.000$  km/s.

**9.3.** Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp cầu đo, biết tổng chiều dài đường cáp là  $L = 7,5$  km, các giá trị điện trở  $R_1 = 0,36$  và  $R_2 = 5 \Omega$ .

## **Tóm tắt chương 9**

### *Tiếp nhận đường dây vào vận hành*

Các tài liệu cần thiết khi nghiệm thu: bản thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, sơ đồ đường dây, sơ đồ mặt bằng, mặt cắt của tuyến dây, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài liệu khác có liên quan.

Nghiệm thu lần 1: Biên bản có ghi rõ những thiếu sót và tồn tại cần khắc phục. Nghiệm thu lần 2: Sau khi tất cả những thiếu sót đã được khắc phục, quá trình xem xét lại lần thứ hai được tiến hành và được kết thúc bằng biên bản bổ sung. Đường dây sẽ được đưa vào chạy thử trong thời gian ít nhất một ngày, sau đó được bàn giao cho bên vận hành đưa vào sử dụng.

### *Quản lý vận hành đường dây trên không*

- Các đường dây phải có hành lang an toàn tiêu chuẩn.
- Các mối nối phải được thực hiện đúng kỹ thuật;
- Cột điện nhất thiết phải được đánh số thứ tự, số hiệu tuyến dây;
- Nếu số sợi dây của một dây dẫn bị đứt quá 17% thì cần phải cắt đi và nối lại.

### *Quản lý vận hành đường dây*

Đường dây phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường.

Đường dây cần được kiểm tra bảo dưỡng và đo lường

Đại tu và bảo dưỡng định kỳ nhằm phục hồi lại khả năng truyền tải.

#### Vận hành đường dây cáp

Quá trình vận hành cáp được thực hiện bởi các công việc kiểm tra định kỳ tuyến cáp.

Nhiệt độ đốt nóng của đường dây cáp được kiểm tra trong trường hợp có nhu cầu điều chỉnh lại dòng điện giới hạn cho phép của cáp. Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp

$$\Delta\theta_1 = \frac{I^2 \cdot n_p R_Q}{100 \cdot F}$$

Nhiệt độ thực tế của ruột cáp được hiệu chỉnh theo biểu thức

$$\theta_1 = \theta_{v_0} + \Delta\theta_1$$

Giá trị hiệu chỉnh của dòng điện cho phép theo biểu thức

$$I_{cp} = I \sqrt{\frac{\theta_{cp} - \theta_0}{\theta_1 - \theta_0}}$$

#### Giám sát và bảo vệ hành lang cáp

- Vùng 1: những công việc thực hiện cách đường cáp dưới 1 m;
- Vùng 2: các công việc thực hiện cách đường cáp trên 1 m.

#### Sự ăn mòn vỏ kim loại của cáp ngầm và các biện pháp bảo vệ vỏ cáp

Vỏ cáp bằng kim loại đặt trong đất có nguy cơ bị ăn mòn điện phân và ăn mòn hoá học.

Để bảo vệ vỏ cáp cần phải có các biện pháp giảm đến mức tối thiểu điện thế dương trên vỏ cáp. Một số giải pháp cơ bản là:

- Dùng dây kim loại tiêu điện
- Dùng phương pháp catod hoá;
- Đặt cáp trong các rãnh đặc biệt cách điện ;
- Làm vỏ cáp bằng chất dẻo v.v.

Xác định vị trí xảy ra sự cố trong mạng điện

Phương pháp truyền xung

Một xung điện được phóng vào đường dây nơi có sự cố, đo thời gian từ khi phóng xung đến lúc nhận được tín hiệu trở lại để xác định được khoảng cách đến điểm ngắn mạch

$$l = 0,5t.v$$

Phương pháp dùng sóng hài bậc cao

Dùng máy đo cường độ từ trường của sóng hài bậc cao. Đi dọc đường dây nơi có sự cố, căn cứ vào chỉ số của thiết bị đo có thể xác định ra nơi xảy ra ngắn mạch.

Phương pháp dùng cầu đo điện trở

Khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2}$$

Phương pháp điện dung

Đo điện dung của đường dây bằng cầu xoay chiều và so sánh với giá trị điện dung của đường dây nguyên vẹn để xác định khoảng cách đến điểm xảy ra sự cố:

$$l = \frac{C_{do}}{C_{\Sigma}} L$$

Phương pháp cảm ứng và âm học

Bơm vào đường dây một dòng điện cỡ 10 ÷ 20 A với tần số âm thanh. Quanh dây dẫn sẽ xuất hiện dao động điện từ. Dùng vòng anten qua bộ khuếch đại có thể nghe được âm thanh của sóng điện từ. Tại nơi xảy ra sự cố, âm thanh tăng vọt lên rồi tắt hẳn.

## **Câu hỏi ôn tập chương 9**

1. Hãy trình bày thủ tục vận hành đường dây.
2. Quản lý vận hành đường dây trên không.
3. Tiếp nhận đường cáp vào vận hành, giám sát và bảo vệ hành lang cáp.
4. Xác định vị trí xảy ra sự cố trong mạng điện.

## ĐÁP SỐ

### Chương 2. Chế độ nhiệt

2.1.  $N = 18,61$  năm;

2.2.  $t_2 = 1,53$  h;

2.3.

nấc	1	2	3	4	5	6	7
$\theta_{cd}$ °C	49,86	64,40	80,91	54,76	92,17	62,42	47,01
$\theta_{dt}^r$	46,46	50,67	58,41	44,11	66,76	44,91	41,67

$$t_{qt} = 11,2 \text{ h}$$

### Chương 4. Chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện

4.1.  $Z = (2,765 P^2 + 297,54.P - 210,08).10^3 \text{ đ/h}$

4.2.  $Z = (0,02 P^2 + 3,5.P - 288,76).\$/h$

4.3.

Công suất , MW		Chi phí , $10^3 \text{ đ/h}$		
$P_1$	$P_2$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_\Sigma$
95,45	124,55	46805,37	60026,45	106831,82

4.4.

Công suất , MW		Chi phí , $10^3 \text{ đ/h}$		
$P_1$	$P_2$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_\Sigma$
153,62	126,38	106861,37	87326,23	194187,60

4.5.

P.pháp tính	Phụ tải, MW		Tổn thất, MW		Công suất phát		Chi phí, TOE/h		
	$P_1$	$P_2$	$\Delta P_1$	$\Delta P_2$	$P_I$	$P_{II}$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_\Sigma$
a	223,90	93,44	37,71	4,33	261,61	97,77	351,00	234,48	585,48
b	123,72	193,62	11,51	18,60	135,23	212,22	275,67	317,45	593,12

$$\Delta Z = 1,29 \%$$

#### 4.6. Khoảng làm việc kinh tế của trạm biến áp, MVA

$P_{pt} < 3,98$  MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp làm việc

$P_{pt} = 3,98 \div 6,9$  MVA thì chỉ cần 2 máy làm việc

$P_{pt} > 6,9$  MVA thì cả 3 máy biến áp cùng làm việc.

#### 4.7. Khoảng làm việc kinh tế của trạm biến áp, MVA

$P_{pt} < 12,54$  MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp TPDH 25000/110

$P_{pt} = 12,54 \div 18,54$  MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp TPDH 16000/110

$P_{pt} > 18,54$  MVA thì cả 2 máy biến áp cùng làm việc.

### Chương 5. Công tác vận hành nâng cao chất lượng điện

5.1:  $v_1 = 24,61\%$ ;  $v_2 = 14,47\%$

5.2:  $\Delta P_{F1} = 9$  MW;  $\Delta P_{F2} = 14,62$  MW

5.3: a)  $\Delta f_1 = 1,3$  Hz; b)  $\Delta f_2 = 0,078$  Hz; c)  $\Delta f_3 = 0,097$  Hz

5.4:  $P_{dp} = 496,55$  MW.

### Chương 6. Nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện

#### 6.1.

Trạng thái	$P_F$ , MW	$P_G$ , MW	$P_{Gi}$	$P_{i P_F < P_{pd}}$	$P_{thu} = P_{i P_F < P_{pd}} \cdot P_{Gi}$
1	300	0	0,994467452	0	0
2	200	100	0,002292548	0,520548	0,001193381
3	100	200	0,003232548	0,86758	0,002804494
4	0	300	0,000007452	1	0,000007452
				$J_{*}^{*} =$	<b>0,004005327</b>

#### 6.2.

Trạng thái	$P_F$ , MW	$P_G$ , MW	$P_{Gi}$	$P_{i P_F < P_{pd}}$	$P_{thu} = P_{i P_F < P_{pd}} \cdot P_{Gi}$
1	450	0	0,94022572	0,39954338	0,37566096
2	350	100	0,02213428	0,64611872	0,01430137
3	300	150	0,01918828	0,77625571	0,01489501
4	250	200	0,01723428	0,85616438	0,01475538
5	200	250	0,00045172	0,91324201	0,00041253
6	150	300	0,01918828	1	0,01918828
7	100	350	0,00035172	1	0,00035172
8	0	450	0,00000828	1	0,00000828
				$J_{*}^{*} =$	<b>0,43957353</b>

### 6.3.

Trạng thái	$P_F$ , MW	$P_G$ , MW	$P_{Gi}$	$P_i(P_F < P_{pl})$	$P_{thi} = P_i(P_F < P_{pl}) \cdot P_{Gi}$
1	185	0	0,89568375	0,39954338	0,35786451
2	135	50	0,04714125	0,51369863	0,0242164
3	125	60	0,03056625	0,69063927	0,02111025
4	110	75	0,02296625	0,81050228	0,0186142
5	75	110	0,00160875	0,87328767	0,0014049
6	60	125	0,03056625	1	0,03056625
7	50	135	0,00078375	1	0,00078375
8	0	185	0,00004125	1	0,00004125
				$J_{th}^{th} =$	<b>0,45460151</b>

### Chương 7. Vận hành nhà máy điện

7.1.  $I = 32 \text{ A}$ ;  $S = 7 \text{ kVA}$ ;  $F = 9,13 \text{ mm}^2$ , chọn  $F_{cu} = 10 \text{ mm}^2$

### Chương 8. Vận hành trạm biến áp

8.1.  $F = 71,63 \text{ mm}^2$ , chọn  $F_c = 70 \text{ mm}^2$ ;  $\omega = 27$  vòng.

8.2.  $U_s = 73,4 \text{ V}$ , chọn  $U = 75 \text{ V}$ .

### Chương 9. Vận hành đường dây

9.1.  $\Delta\theta_1 = 2,86^\circ\text{C}$  và  $\theta_1 = 42,86^\circ\text{C}$

9.2.  $l = 1 \text{ km}$

9.3.  $l = 1 \text{ km}$



PHỤ LỤC

Bảng 1.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp do ABB chế tạo

$S_{BA}$ , kVA	Điện áp	$\Delta P_0$ , kW	$\Delta P_k$ , kW	$U_k$ , %	$I_0$ , %
31,5	35/0,4	0,15	0,7	4,5	
50	6,3/0,4	0,2	1,25	4,0	7
	10/0,4	0,2	1,25	4,5	8
	22/0,4	0,2	1,25	4,0	8
	35/0,4	0,24	1,25	4,5	8
75	35/0,4	0,28	1,4	4,5	
100	6,3/0,4	0,32	2,05	4,0	6,5
	10/0,4	0,32	2,05	4,5	7,5
	22/0,4	0,32	2,05	4,0	7,5
	35/0,4	0,36	2,05	4,5	8
160	6,3/0,4	0,5	2,95	4,0	6
	10/0,4	0,5	2,95	4,5	7
	22/0,4	0,5	2,95	4,0	7
	35/0,4	0,53	2,95	4,5	8
180	6,3/0,4	0,53	3,15	4,0	6
	10/0,4	0,53	3,15	4,5	7
	22/0,4	0,53	3,15	4,0	7
	35/0,4	0,58	3,15	4,5	8
250	6,3/0,4	0,64	4,1	4,0	6
	10/0,4	0,64	4,1	4,5	7
	22/0,4	0,64	4,1	4,0	7
	35/0,4	0,68	4,1	4,5	8
315	6,3/0,4	0,72	4,85	4,0	5,5
	10/0,4	0,72	4,85	4,5	6,0
	22/0,4	0,72	4,85	4,0	6,0
	35/0,4	0,8	4,85	4,5	6,5
400	6,3/0,4	0,84	5,75	4,0	5,5
	10/0,4	0,84	5,75	4,5	6,0
	22/0,4	0,84	5,75	4,0	6,0
	35/0,4	0,92	5,75	4,5	6,5

*Bảng 1.pl. (tiếp theo)*

$S_{BA}, \text{kVA}$	Điện áp	$\Delta P_0, \text{kW}$	$\Delta P_K, \text{kW}$	$U_k, \%$	$l_0, \%$
500	6,3/0,4	1,0	7,0	4,0	5,0
	10/0,4	1,0	7,0	4,5	5,5
	22/0,4	1,0	7,0	4,0	5,5
	35/0,4	1,15	7,0	4,5	6,0
630	6,3/0,4	1,2	8,2	4,0	5,0
	10/0,4	1,2	8,2	4,5	5,5
	22/0,4	1,2	8,2	4,0	5,5
	35/0,4	1,3	8,2	4,5	6,0
800	6,3/0,4	1,4	10,5	5,0	4,5
	10/0,4	1,4	10,5	5,5	5,0
	22/0,4	1,4	10,5	5,0	5,0
	35/0,4	1,52	10,5	6,5	5,5
1000	6,3/0,4	1,75	13	5,0	4,5
	10/0,4	1,75	13	5,5	5,0
	22/0,4	1,75	13	5,0	5,0
	35/0,4	1,9	13	6,5	5,5

**Bảng 2.pl.** Thông số kỹ thuật của máy biến áp do Việt Nam sản xuất

$S_{BA}$ , kVA	Điện áp, kV	$\Delta P_0$ , kW	$\Delta P_K$ , kW	$U_k$ , %	$I_0$ , %
20	6,6/0,4	0,18	0,6	5,5	9
50	6,6/0,4	0,35	1,325	5,5	7
	10/0,4	0,44	1,325	5,5	8
	35/0,4	0,52	1,325	6,5	9
100	6,6/0,4	0,6	2,4	5,5	6,6
	10/0,4	0,73	2,4	5,5	7,5
	35/0,4	0,9	2,4	6,5	8,0
180	6,6/0,4	1,0	4,0	5,5	6
	10/0,4	1,2	4,1	5,5	7
	35/0,4	1,5	4,1	6,5	8
320	6,6/0,4	1,6	6,1	5,5	6
	10/0,4	1,9	6,2	5,5	7
	35/0,4	2,3	6,2	6,5	7,5
560	6,6/0,4	2,5	9,4	5,5	6
	10/0,4	2,5	9,4	5,5	6
	35/0,4	3,35	9,4	6,5	6,5
750	6,6/0,4	4,1	11,9	5,5	6
	10/0,4	4,1	11,9	5,5	6
	35/0,4	4,1	11,9	6,5	6,5
1000	10/0,4	4,9	15	5,5	5
	35/0,4	5,1	15	5,5	5
	35/6,6	5,1	15	6,5	5,5
	35/10	5,1	15	6,5	5,5
1800	35/6,6	8,3	24	6,5	5
	35/10,5	8,3	24	6,5	5
3200	35/6,6	11,5	37	7,0	4,5
	35/10,5	11,5	37	7,0	4,5
5600	35/6,6	18,5	57	7,5	4,5
	35/10,5	18,5	57	7,5	4,5

**Bảng 3.pl.** Thông số kỹ thuật của máy biến áp do Liên Xô chế tạo

Mã hiệu	$S_{BA}$ , kVA	Điện áp, kV	$\Delta P_0$ , kW	$\Delta P_k$ , kW	$U_k$ , %	$I_0$ , %
TM-20/6	20	6,3/0,4	0,18	0,6	5,5	9
TM-20/10	20	10,5/0,4	0,22	0,6	5,5	10
TM-30/6	30	6,3/0,4	0,25	0,85	5,5	8
TM-30/10	30	10,5/0,4	0,3	0,85	5,5	9
TM-50/6	50	6,3/0,525	0,35	1,3	5,5	7
TM-50/10	50	10,5/0,4	0,44	1,3	5,5	8
TM-100/6	100	6,3/0,525	0,6	2,4	5,5	6,5
TM-100/10	100	10,5/0,525	0,73	2,4	5,5	7,5
TM-100/35	100	35/0,525	0,9	2,4	6,5	8
TM-180/6	180	6,3/0,4	1	4,1	5,5	6
TM-180/10	180	10,5/0,4	1,2	4,1	5,5	7
TM-180/35	180	35/0,4	1,5	6	5,5	8
TM-320/6	320	6,3/0,4	1,6	6,2	5,5	6
TM-320/10	320	10,5/0,4	1,9	6,2	5,5	7
TM-320/35	320	35/0,4	2,3	9,4	5,5	7,5
TM-560/6	560	6,3/0,4	2,5	9,4	5,5	6
TM-560/10	560	10,5/0,4	3,35	9,4	5,5	6,5
TM-560/35	560	35/0,4	3,35	9,4	5,5	6,5
TC-180/10	180	10,5/0,4	1,6	3	5,5	4
TC-320/10	320	10,5/0,4	2,6	4,9	5,5	3,5
TC-560/10	560	10,5/0,5	3,5	7,4	5,5	3
TC-750/10	750	10,5/0,4	4	8,8	5,5	2,5
TCM-20/6,3	20	6,3/0,4	0,15	0,51	4,5	9,5
TCM-20/10	20	10,5/0,4	0,15	0,51	4,5	9,5
TCM-35/6,3	35	6,3/0,4	0,23	0,83	4,5	8,5
TCM-35/10	35	10,5/0,4	0,23	0,83	4,5	8,5
TCM-60/6,3	60	6,3/0,525	0,35	1,3	4,5	7,5
TCM-60/10	60	10,5/0,525	0,35	1,3	4,5	7,5
TCM-100/6,3	100	6,3/0,525	0,5	2,07	4,5	6,5
TCM-100/10	100	10,5/0,525	0,5	2,07	4,5	6,5
TCM-180/35	180	35/0,525	0,8	3,2	4,5	6
TCM-180/6,3	180	6,3/0,525	0,8	3,2	4,5	6
TCM-320/6,3	320	6,3/0,525	1,35	4,85	4,5	5,5
TCM-320/10	320	10,5/0,525	1,35	4,85	4,5	5,5
TCM-560/6,3	560	6,3/0,525	2	7,2	4,5	5
TM-560/10	560	10,5/0,525	2	7,2	4,5	5
TM-750/6	750	6,3/0,525	4,1	11,9	5,5	6
TM-1000/10	1000	10,5/06,3	4,9	15,9	5,5	5

**Bảng 3.pl. (tiếp theo)**

Mã hiệu	$S_{BA}$ , kVA	Điện áp, kV	$\Delta P_0$ , kW	$\Delta P_k$ , kW	$U_k$ , %	$I_0$ , %
TM-1000/35	1000	35/10,5	5,1	15,9	5,5	5,5
TM-1800/35	1800	35/10,5	8	24	6,5	5
TM-3200/10	3200	10/6,3	8,3	37	5,5	5
TM-3200/35	3200	35/10,5	11,5	37	7	4,5
TM-5600/10	5600	10/6,3	18	56	5,5	4
TM-5600/35	5600	38,5/10,5	18,5	57	7,5	4,5
TM-5600/35	7500	38,5/11	24	75	7,5	3,5
TM-10000/35	10000	38,5/12	29	92	7,5	3

**Bảng 4.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây**

Loại máy	$S_n$ , MVA	$U_{n1}$ , kV	$U_{n2}$ , kV	$\Delta P_0$ , kW	$\Delta P_k$ , kW	$U_k$ , %	$I_0$ , %
110 kV							
TMH	2,5	110	6,6; 11;22	5	22	10,5	1,5
TĐH	4,0	115	6,6; 11;22				
TĐH	6,3			10	50		1,0
TRĐH	10	115	11;22; 38,5	14	60	10,5	0,9
TRĐH	16			21	85		0,85
TRĐH	25		6,6;10,5;	29	120	10,5	0,8
TRĐНС	32	115	38,5	35	145	10,5	0,75
TĐH	40			42	175	10,5	0,7
TRĐНС	63			59	260	10,5	0,65
TRĐНС	80	115	10,5; 13,8	70	315	10,5	0,6
TĐH	125	121		120	520	10,5	0,55
TĐH	200	121	10,5; 13,8	170	700	10,5	0,5
TĐH	250	121		200	790	10,5	0,5
TĐH	400	121	15,7; 22	230	1350	10,5	0,8
220 kV							
TĐГ	31,5	220	11	115	220	14	4,2
TĐГ	40	220	11	125	350	14	4,2
TĐГ	60	242	13,8	125	390	14	4
TĐ	70	230	10,5	75	260	10,6	0,6
TĐЦ	80	240	10,5;13,8	80	320	11	0,6
TĐЦГ	90	242	10,5; 22	255	400	12,2	3,8
TĐЦ (ТЦ)	125	242	10,5; 22	115	380	11	0,5
TĐЦ (ТЦ)	275	242	10,5; 22	435	1050	13	2,5
TĐГ	90	240	10,5;13,8	255	400	12,2	3,8
TĐГ	125	242	10,5;13,8	115	380	11	0,5
TĐГ	180	242	13,8;15,75	320	760	12	3,2
500 kV							
TĐ	206	525	15,75; 20	145	700	13	0,35
TĐ	250	525	13,8;15,75	205	600	13	0,45
TĐ	400	525	15,75; 20	320	800	13	0,4
TĐ	630	525	15,75; 20	420	1300	14	0,35

**Bảng 5.pl.** Thông số máy biến áp 3 pha 3 cuộn dây công suất  $S_n$  (MVA)

Loại máy	$S_n$	Điện áp, kV			Hao tổn, kW		$U_k$ %			$I_0$ %
		$U_C$	$U_T$	$U_H$	$\Delta P_0$	$\Delta P_K$	C-T	C-H	T-H	
Điện áp sơ cấp 110 kV										
TMTГ	5,6	121	38,5	11	30	69,5	17	10,5	6	5
TMT	6,3	121	38,5	11	32	65	17	10,5	6	4,8
TMTH	6,3	115	38,5	11	13	52	10,5	17	6	1
TMTГ	7,5	121	38,5	11	35	82	17	10,5	6	4,6
TMTH	10	115	22	6,6	23	80	10,7	17	6	1,1
ТДТН	15	121	38,5	11	47	72	17	10,5	6	5
ТДТН	16	115	38,5	11	23	100	10,5	17	6	5
ТДТНД	20	115	38,5	11	45	127	17	10,5	6	3,5
ТДТНШ	25	115	38,5	11	31	140	10,5	17,5	6,6	0,7
ТДТНД	31,5	115	27,5	11	125	260	17,4	10,5	6,2	5
ТДТН	40	115	38,5	11	43	200	10,5	17,7	6,5	0,6
ТДТН	60	115	38,5	13,5	190	355	17,5	10,5	7	3
ТДТНД	75	115	38,5	10,5	210	450	20	12	7,5	4
ТДТНД	80	115	38,5	11	115	390	11	18	6,5	1,6
Điện áp sơ cấp 220 kV										
ТДТНД	25	230	22; 38,5	11	41	135	12,5	20	6,5	1,2
ТДТНД	40	230	22; 38,5	11	54	240	12,5	22	9,5	1,1
ТДТНД	63	230	22; 38,5	11	75	320	12,5	24	10,5	1

**Bảng 6.pl.** Thông số trung bình của 1 km đường dây trên không loại A và AC

F, mm <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ω/km		Điện trở kháng và điện dẫn phụ thuộc vào cấp điện áp (kV), x <sub>0</sub> , Ω/km và b <sub>0</sub> , 1/Ω.km													
	A	AC	0,38	6 ÷ 10	22		35		110		220		500			
			x <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>		
25	1,25	1,28	0,35	0,412	0,426	2,64	0,438	2,59								
35	0,89	0,92	0,33	0,400	0,414	2,72	0,429	2,65	0,45							
50	0,63	0,64	0,32	0,392	0,405	2,78	0,418	2,72	0,441	2,57						
70	0,45	0,46	0,31	0,381	0,395	2,86	0,408	2,79	0,430	2,64						
95	0,33	0,34	0,30	0,370	0,384	2,94	0,403	2,85	0,423	2,69						
120	0,26	0,27	0,30	0,363	0,377	3,00	0,398	2,90	0,416	2,74						
150	0,21	0,21	0,30	0,357	0,371	3,05	0,391	2,96	0,409	2,78						
185	0,17	0,17							0,401	2,80	0,430	2,64				
240	0,12	0,12							0,392	2,84	0,424	2,68				
300	0,11	0,11							0,382	3,00	0,415	2,74	0,299	3,74		
400	0,08	0,08									0,419	2,76	0,298	3,76		
500	0,07	0,07											0,295	3,79		
600	0,06	0,06											0,293	3,82		

**Bảng 7.pl.** Thông số của đường cáp cách điện giấy hoặc chất dẻo

F	r <sub>0</sub> , Ω/km		0,38	6 kV			10		22		35	
	Cu	Al	x <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>	b <sub>0</sub>	
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	0,090	11,7	0,119	31,8			
70	0,26	0,443	0,061	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86	
95	0,194	0,326	0,060	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95	
120	0,153	0,258	0,060	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					

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. *Biabciotto et Boyrp*. La construction normalisée en électrotechnique. Paris 1985.
2. *C. W. Taylor*. Power system voltage stability. McGraw-Hill, 1994.
3. *Đỗ Ngọc Long*. Tiết kiệm điện trong gia đình. Hà Nội 1992.
4. *Guide de l'ingénieur électrique*. Paris 1986.
5. *Ganhelin A. M.* Tiết kiệm điện trong nông nghiệp. Hà Nội 1998.
6. *G. T. Heydt, C. C. Liu, A. G. Phadke, V. Vittal*. "Solution for the crisis in Electric power supply", IEEE Computer application in power, 2001.
7. *Marek Zima*. Special protection schemes in Electric power systems. 2002.
8. *Mandrukin X. A., Philatôp A. A.* Vận hành và sửa chữa thiết bị nhà máy điện và mạng điện (tiếng Nga). Nhà xuất bản Năng lượng Moskva 1975.
9. *Trịnh Hùng Thám, Nguyễn Hữu Khái* và các tác giả. Nhà máy điện và trạm biến áp. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1996.
10. *Nguyễn Công Hân, Nguyễn Quốc Trung, Đỗ Anh Tuấn*. Nhà máy nhiệt điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2002.
11. *Nguyễn Xuân Phú, Hồ Xuân Thanh*. Vật liệu kỹ thuật điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1998.
12. *Nguyễn Văn Đạm*. Mạng lưới điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1999.
13. *Percebois. J.* Economie de l'énergie. Paris 1989.
14. *Rozanôv M. N.* Độ tin cậy hệ thống điện. Moskva 1974.



15. *Trần Quang Khánh*. Hệ thống cung cấp điện (2 tập). Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2005.
16. *T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen, R. Adapa*. "Power System With Minimal Phasor Measurement Placement", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
17. Quy trình vận hành - sửa chữa máy biến áp. EVN. Hà Nội 1998.
18. Vận hành hệ thống điện. Trung tâm điều độ quốc gia. Hà Nội 2002.
19. *Trần Bách*. Lưới điện và hệ thống điện, tập 1 và tập 2. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2000.
20. Quy trình kỹ thuật an toàn điện trong công tác quản lý, vận hành, sửa chữa, xây dựng đường dây và trạm biến áp. Nhà xuất bản Giao thông vận tải Hà Nội 2002.

# MỤC LỤC

<b>Mở đầu</b>	3
<b>Modul I. Đặc điểm chung về vận hành hệ thống điện</b>	5
<b>Chương 1. Đại cương về hệ thống điện</b>	6
1.1. Khái niệm chung	6
1.2. Các chế độ của hệ thống điện và tính kinh tế của nó	9
1.3. Nhiệm vụ vận hành hệ thống điện	11
1.4. Điều độ và sơ đồ tổ chức hoạt động vận hành hệ thống điện	13
1.5. Thủ tục thực hiện công việc vận hành thiết bị điện	19
<b>Chương 2. Chế độ nhiệt của thiết bị điện</b>	23
2.1. Đại cương	23
2.2. Sự cân bằng nhiệt trong thiết bị điện	23
2.3. Tuổi thọ của thiết bị điện	26
2.4. Chế độ nhiệt của máy biến áp	28
2.5. Chế độ nhiệt của máy phát điện	35
2.6. Chế độ nhiệt của động cơ điện	36
2.7. Sự đốt nóng tiếp điểm	38
2.8. Đo nhiệt độ của thiết bị điện	39
2.9. Ví dụ và bài tập	43
<b>Chương 3. Đặc điểm kết cấu của các phần tử chính của hệ thống điện</b>	50
3.1. Tuabin	50
3.2. Máy phát điện	56
3.3. Máy biến áp điện lực	72
3.4. Động cơ không đồng bộ ba pha	80

<b>Modul II. Chế độ hệ thống điện</b>	84
<b>Chương 4. Chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện</b>	85
4.1. Đại cương	85
4.2. Đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các tổ máy phát và nhà máy điện	86
4.3. Sự phân bố tối ưu công suất tối ưu giữa các tổ máy phát	89
4.4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện	92
4.5. Thành phần tối ưu của các tổ máy phát	95
4.6. Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp	97
4.7. Các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện	99
4.8. Ví dụ và bài tập	101
<b>Chương 5. Công tác vận hành nâng cao chất lượng điện</b>	115
5.1. Đại cương	115
5.2. Điều chỉnh tần số	122
5.3. Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện	128
5.4. Ví dụ và bài tập	134
<b>Chương 6. Nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện</b>	142
6.1. Đại cương về độ tin cậy cung cấp điện	142
6.2. Công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện	144
6.3. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa	146
6.4. Xác định xác suất thiếu hụt công suất	148
6.5. Dự phòng công suất	151
6.6. Ví dụ và bài tập	155

<b>Modul III. Vận hành các phần tử hệ thống điện</b>	165
<b>Chương 7. Vận hành nhà máy điện</b>	166
7.1. Công tác thử nghiệm và kiểm tra máy phát điện	166
7.2. Khởi động tổ máy phát và khởi	171
7.3. Hoà máy phát vào mạng	176
7.4. Chuyển đổi chế độ làm việc của máy phát	179
7.5. Các thao tác loại trừ sự cố trong nhà máy điện	182
7.6. Sấy máy phát điện	185
7.7. Ví dụ và bài tập	192
<b>Chương 8. Vận hành trạm biến áp</b>	197
8.1. Những vấn đề chung	197
8.2. Thao tác vận hành máy biến áp	198
8.3. Quản lý dầu biến thế	211
8.4. Sấy máy biến áp	214
8.5. Vận hành các thiết bị phân phối	223
8.6. Thao tác chuyển đổi sơ đồ trong trạm biến áp	230
8.7. Ví dụ và bài tập	235
<b>Chương 9. Vận hành đường dây</b>	242
9.1. Thủ tục vận hành đường dây	242
9.2. Quản lý vận hành đường dây trên không	243
9.3. Quản lý đường dây cáp	248
9.4. Các phương pháp định vị sự cố trong mạng điện	252
9.5. Ví dụ và bài tập	254
Đáp số	260
<b>Phụ lục</b>	263
<b>Tài liệu tham khảo</b>	270