

TRẦN QUANG KHÁNH

VẬN HÀNH

HỆ THỐNG ĐIỆN



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

Trần Quang Khánh

VẬN HÀNH

Hệ thống điện



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
HÀ NỘI - 2009

Mở đầu

Vận hành hợp lý các thiết bị nói riêng và hệ thống điện nói chung, không những nâng cao khả năng sử dụng và kéo dài tuổi thọ của chúng mà còn cho phép nâng cao hiệu quả kinh tế của toàn bộ hệ thống. Vì vậy những kiến thức cơ bản về vận hành hệ thống điện hết sức cần thiết đối với các kỹ sư, cán bộ trong ngành điện, đặc biệt là các cán bộ làm việc trong lĩnh vực phân phối và truyền tải điện năng. Tuy nhiên, những tài liệu học tập và tham khảo về vấn đề này hầu như chỉ dừng lại ở các văn bản hướng dẫn, các quy trình sử dụng thiết bị v.v. Cuốn giáo trình “**Vận hành hệ thống điện**” được biên soạn với mong muốn tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình giảng dạy, nghiên cứu và học tập trong các trường đại học và cao đẳng cũng như các đơn vị sản xuất có liên quan.

Nội dung của cuốn sách được trình bày trong 11 chương: ba chương đầu, giới thiệu những vấn đề chung và đặc điểm kết cấu của các phần tử hệ thống điện; ba chương tiếp theo, giới thiệu những vấn đề quan trọng về vận hành cải thiện chế độ hệ thống điện, như chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện, chất lượng điện và độ tin cậy cung cấp điện; năm chương cuối, giới thiệu các thao tác vận hành cụ thể trong nhà máy điện, trạm biến áp, đường dây truyền tải điện và phân phối điện năng, mạch thử cáp và trạm phát diesel. Phần lý thuyết của mỗi chương được trình bày một cách cô đọng, dễ hiểu. Phần lớn các vấn đề được minh họa bởi các ví dụ cụ thể. Trong quá trình biên soạn giáo trình này chúng tôi đã tham khảo các quy trình vận hành thiết bị của nhiều cơ sở sản xuất và các công ty điện lực với mong muốn cập nhật kịp thời những thông tin mới nhất trong lĩnh vực vận hành thiết bị điện. Tuy nhiên, trong khuôn khổ của chương trình chúng tôi chưa thể đáp ứng được đầy đủ và trọn vẹn những điều cần thiết. Do trình độ có hạn, chắc chắn không thể tránh được những sai sót, chúng tôi rất mong được bạn đọc lượng thứ và đóng góp ý kiến nhận xét để giáo trình ngày càng được hoàn thiện hơn.

Tác giả

Chương 1

ĐẠI CƯƠNG VỀ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1. Khái niệm chung

Vận hành hệ thống điện (HTĐ) là tập hợp các thao tác nhằm duy trì chế độ làm việc bình thường của hệ thống điện đáp ứng các yêu cầu chất lượng, tin cậy và kinh tế. Như đã biết, hệ thống điện bao gồm các phần tử có mối liên hệ chặt chẽ với nhau. Sự làm việc tin cậy và kinh tế của hệ thống xuất phát từ sự tin cậy và chế độ làm việc kinh tế của từng phần tử. Cùng với sự ra đời của các thiết bị công nghệ mới, những yêu cầu về vận hành các thiết bị điện nói riêng và hệ thống điện nói chung ngày càng trở nên nghiêm ngặt. Cũng như đối với tất cả các thiết bị, vấn đề vận hành hệ thống điện trước hết cần phải được thực hiện theo đúng quy trình quy phạm. Các quy trình sử dụng thiết bị do các nhà chế tạo cung cấp và hướng dẫn. Quy trình vận hành các phần tử của hệ thống được xây dựng trên cơ sở các quy trình sử dụng thiết bị có xét đến những đặc điểm công nghệ của hệ thống.

1.1.1. Các đặc điểm công nghệ của hệ thống điện

Hệ thống điện có hàng loạt đặc điểm khác biệt, mà dưới đây là một số đặc điểm nổi bật nhất có liên quan trực tiếp đến quá trình vận hành hệ thống điện:

1. Quá trình sản xuất và tiêu thụ điện năng diễn ra hầu như đồng thời.

Đặc điểm này cho thấy điện năng không thể cất giữ dưới dạng dự trữ. Điều đó dẫn đến sự cần thiết phải duy trì sao cho tổng công suất phát của tất cả các nhà máy điện phải luôn luôn phù hợp với nhu cầu tiêu thụ của tất cả các hộ dùng điện. Sự mất cân đối sẽ làm giảm chất lượng điện, mà trong một số trường hợp có thể dẫn đến sự cố và mất ổn định hệ thống. Do phụ tải luôn luôn thay đổi từ giá trị cực tiểu đến giá trị cực đại, cần phải có các biện pháp điều chỉnh chế độ làm việc hợp lý của các nhà máy điện.

2. **Hệ thống điện là một hệ thống thống nhất**, giữa các phần tử của hệ thống điện luôn luôn có những mối liên hệ hết sức mật thiết với nhau. Sự thay đổi của phụ tải của một nhà máy điện bất kỳ, sự đóng cắt một phần tử bất kỳ của mạng điện như trạm biến áp, đường dây truyền tải v.v... đều dẫn đến sự thay đổi chế độ làm việc của các nhà máy điện khác, các đoạn dây khác, mà có thể ở cách xa nhau đến hàng trăm kilômét. Nhân viên vận hành của một nhà máy điện hoặc của một mạng điện độc lập không phải bao giờ cũng có thể biết và đánh giá được tất cả những gì diễn ra trong hệ thống điện, bởi vậy cần phải thống nhất hành động của họ khi có sự thay đổi chế độ làm việc của hệ thống điện. Sự thống nhất này cần thiết để duy trì chất lượng điện ở mức cho hợp lý.

3. Các quá trình diễn ra trong hệ thống điện rất nhanh, điều đó đòi hỏi hệ thống điện phải được trang bị các phương tiện tự động để duy trì chất lượng điện và độ tin cậy cung cấp điện.

4. Hệ thống điện có liên quan mật thiết đến tất cả các ngành và mọi lĩnh vực sản xuất sinh hoạt của nhân dân. Đặc điểm này đòi hỏi phải nâng cao những yêu cầu đối với hệ thống điện nhằm giảm đến mức tối thiểu thiệt hại đối với nền kinh tế do chất lượng điện và độ tin cậy giảm. Thêm vào đó việc phát triển hệ thống điện phải luôn luôn đi trước để đảm bảo cho sự phát triển chắc chắn của các ngành kinh tế khác.

5. Hệ thống điện phát triển liên tục trong không gian và thời gian. Để đáp ứng nhu cầu không ngừng gia tăng của các ngành kinh tế, hệ thống điện không ngừng được mở rộng và phát triển. Sự mở rộng hệ thống điện được thực hiện trên cơ sở quy hoạch phát triển của nền kinh tế quốc dân. Việc mở rộng và phát triển hệ thống điện phải được thực hiện dựa trên cơ sở phát triển của các ngành sản xuất để mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất.

Quá trình vận hành hệ thống điện được thực hiện với sự quán triệt chặt chẽ các đặc điểm trên nhằm đáp ứng được những yêu cầu cơ bản của hệ thống điện.

1.1.2. Yêu cầu cơ bản của hệ thống điện

- a. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao.
- b. Đảm bảo chất lượng điện.
- c. Độ tin cậy cung cấp điện liên tục.
- d. Tính linh hoạt và đáp ứng đồ thị phụ tải.

Thứ tự ưu tiên của các yêu cầu trên phụ thuộc vào điều kiện cụ thể. Giữa các yêu cầu luôn luôn có mối liên hệ mà có thể mâu thuẫn nhau, sự ưu tiên của yêu cầu này đòi hỏi một sự nhượng bộ nhất định của yêu cầu kia. Việc thiết lập sự hài hoà của các mối quan hệ đó là lời giải của bài toán tối ưu đa mục tiêu. Để đảm bảo được những yêu cầu chặt chẽ đó, hệ thống điện phải luôn được giám sát, vận hành hợp lý nhất.

Độ tin cậy và sự liên tục cung cấp điện được đảm bảo trước hết bởi sự dự phòng công suất, sự phân phối hợp lý giữa các nhà máy điện, để có thể sử dụng kịp thời một cách nhanh nhất khi có yêu cầu. Các biện pháp bảo dưỡng, sửa chữa tiên tiến cũng cần được áp dụng triệt để. Việc lựa chọn sơ đồ hợp lý, các thao tác chuyển đổi sơ đồ là những biện pháp hữu hiệu để nâng cao độ tin cậy của hệ thống.

Yêu cầu về chất lượng điện được đảm bảo trước hết bởi sự cân bằng công suất tác dụng và công suất phản kháng trong hệ thống. Đó là điều kiện tối cần thiết để điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Để điều chỉnh điện áp hợp lý điều độ hệ thống cần phải có biện pháp phân bổ và sử dụng tối ưu các nguồn công suất phản kháng, đảm bảo sao cho dòng công suất phản kháng trên các đoạn dây có giá trị thấp nhất đến mức có thể.

Tính kinh tế của hệ thống điện được đảm bảo bởi sự phân bổ tối ưu công suất giữa các nhà máy điện với điều kiện thoả mãn đầy đủ nhu cầu phụ tải của hệ thống. Một trong những giải pháp quan trọng để nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống điện là áp dụng các biện pháp giảm tổn thất trong các phần tử hệ thống điện và tận dụng tối đa các nguồn năng lượng rẻ có hiệu quả cao.

1.2. Các chế độ của hệ thống điện và tính kinh tế của nó

1.2.1. Các chế độ của hệ thống điện

Chế độ của hệ thống điện là trạng thái nhất định nào đó mà được thiết lập bởi các tham số như điện áp, tần số, dòng điện, công suất v.v... Các tham số này gọi là tham số chế độ. Khi các tham số chế độ không thay đổi hoặc thay đổi với tốc độ rất chậm thì chế độ được gọi là xác lập, còn nếu các tham số chế độ thay đổi rất nhanh theo thời gian thì chế độ được là quá độ. Có thể phân biệt một số chế độ đặc trưng như sau:

a. **Chế độ xác lập bình thường:** là chế độ làm việc bình thường, các tham số biến thiên rất nhỏ quanh giá trị trung bình. Thực ra khó có thể có chế độ bình thường vì trong thực tế phụ tải luôn luôn biến đổi, bởi vậy chế độ bình thường chỉ là tương đối.

b. **Chế độ quá độ bình thường:** xảy ra thường xuyên khi hệ thống chuyển từ chế độ xác lập này sang chế độ xác lập khác. Trong trường hợp thao tác sai thì chế độ quá độ bình thường sẽ chuyển sang chế độ sự cố.

c. **Chế độ quá độ sự cố:** xảy ra khi sự cố trong hệ thống điện, tham số thay đổi do sự cố. Hậu quả của chế độ quá độ sự cố phụ thuộc vào tính chất xảy ra sự cố.

d. **Chế độ xác lập sau sự cố:** là trạng thái hệ thống sau khi các phần tử bị sự cố được loại ra ngoài, đây cũng là chế độ đã được tính đến trước và sự cố là không thể tránh khỏi trong vận hành hệ thống. Nếu quá trình xảy ra ngắn mà các tham số chế độ vẫn nằm trong phạm vi cho phép thì chế độ sau sự cố coi như sự cố đã được xử lý tốt. Nếu các tham số ở một số nút không nằm trong phạm vi cho phép thì sự cố mang tính cục bộ, nếu điều đó tồn tại ở đa số nút thì sự cố mang tính hệ thống.

1.2.2. Tính kinh tế và sự điều chỉnh chế độ của hệ thống điện

Tính kinh tế của hệ thống điện được đặc trưng bởi chi phí cực tiểu để sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng. Bởi vì chi phí này phụ thuộc vào mức độ yêu cầu điện năng nên chi tiêu kinh tế của chế độ hệ thống điện đặc trưng cho suất chi phí, tức là chi phí trên 1 kWh, chứ không phải là lượng chi phí tuyệt đối. Tính kinh tế của hệ thống điện cũng có thể được thể hiện ở mức thu lợi nhuận cao nhất và đáp ứng được đầy đủ nhu cầu của các hộ dùng điện. Chi tiêu kinh tế có thể được xem xét dưới góc độ giá thành một kWh điện năng hữu ích. Chi tiêu này phụ thuộc vào nhiều yếu tố: giá nhiên liệu, giá thành thiết bị, yêu cầu và đặc điểm dùng điện, các điều kiện về thiên văn, thủy văn v.v... và đặc biệt là phương thức vận hành hệ thống điện.

Tính kinh tế của hệ thống điện trước hết được đảm bảo bởi sự tăng cường tính kinh tế của từng khâu trong hệ thống như tăng hiệu suất của lò hơi, tăng độ chân không của tuabin hơi, tăng cột nước hữu ích cho các tuabin nước v.v. Tính kinh tế của từng phần tử riêng biệt tương ứng với phụ tải đã định. Để đảm bảo tính kinh tế của hệ thống điện cần:

- Xác định sự phân bố công suất tối ưu giữa các phần tử của hệ thống như giữa máy phát với máy bù đồng bộ, lò hơi v.v...
- Lựa chọn tốt nhất tổ hợp các phần tử của hệ thống. Hao tổn trong các phần tử bao gồm hai thành phần là hao tổn không tải, tức là hao tổn cố định và hao tổn thay đổi phụ thuộc vào hệ số mang tải. Vì vậy khi tăng số lượng các phần tử thì thành phần hao tổn cố định sẽ tăng, nhưng thành phần hao tổn thay đổi sẽ giảm, tức là sẽ có một tổ hợp các phần tử mà tổng hao tổn sẽ nhỏ nhất. Ngoài ra phí tổn mớ máy của các phần tử cũng cần được xét tới trong việc lựa chọn tổ hợp tối ưu.
- Xác định quy luật vận hành tối ưu của từng phần tử và của cả hệ thống, như quy luật điều chỉnh điện, quy luật điều chỉnh dung lượng bù công suất phản kháng v.v...

1.3. Nhiệm vụ vận hành hệ thống điện

1.3.1. Nhiệm vụ chung

Các phần tử trong hệ thống điện có làm việc được tốt và tin cậy hay không phần lớn là do quá trình vận hành quyết định, khi vận hành các phần tử cần phải hoàn thành các nhiệm vụ để đảm bảo thực hiện tốt những yêu cầu cơ bản đã nói ở trên:

a. Đảm bảo cung cấp điện năng liên tục, tin cậy cho các hộ tiêu thụ và đảm bảo sự làm việc liên tục của thiết bị.

b. Giữ được chất lượng điện năng cung cấp: tần số và điện áp của dòng điện, áp lực và nhiệt độ hơi của nước nóng phải luôn được giữ trong giới hạn cho phép.

c. Đáp ứng được đồ thị phụ tải hàng ngày một cách linh hoạt, cung cấp đầy đủ điện năng chất lượng cho mọi khách hàng.

d. Đảm bảo được tính kinh tế cao của thiết bị làm việc, đồ thị phụ tải phải được san bằng tốt nhất đến mức có thể. Đảm bảo giá thành sản xuất, truyền tải và phân phối thấp nhất đến mức có thể

Để thực hiện tốt các những nhiệm vụ trên cần phải duy trì trạng thái làm việc tốt nhất cho các thiết bị, điều đó đòi hỏi các nhân viên vận hành cần phải thực hiện các công việc chủ yếu sau:

1.3.2. Thử nghiệm

Việc thử nghiệm các thiết bị được tiến hành để kiểm tra và đánh giá trạng thái của các thiết bị. Khối lượng công việc thử nghiệm phụ thuộc vào loại thiết bị và mục đích thử nghiệm. Việc thử nghiệm có thể tiến hành ngay tại hiện trường hoặc tại các phòng thí nghiệm. Các công việc thử nghiệm được thực hiện:

- Sau mỗi lần đại tu, sau khi thay đổi cấu trúc thiết bị và cũng như việc chuyển sang sử dụng loại nhiên liệu khác.

- Khi có sự sai lệch thông số so với giá trị chuẩn một cách có hệ thống mà cần phải giải thích rõ nguyên nhân của sự sai lệch này.

- Định kỳ sau một thời gian nhất định tính từ khi thiết bị bắt đầu được đưa vào vận hành nhằm kiểm tra tình trạng và khả năng làm việc của các thiết bị.

1.3.3. Phân tích đánh giá kết quả thử nghiệm

Sau khi đã tiến hành thử nghiệm, các kết quả sẽ được phân tích chi tiết để đưa ra các kết luận và đánh giá về kết quả bảo dưỡng (dựa theo sự so sánh các chỉ tiêu trước và sau khi sửa chữa). Những phân tích này bao gồm:

- Xác định hiệu quả của việc thay đổi cấu trúc thiết bị;
- Xác định các chỉ tiêu vận hành liên quan đến công tác hiệu chỉnh, hoặc khi chuyển sang đốt loại nhiên liệu khác;
- Thiết lập các đặc tính chế độ công nghệ khác nhau. Ví dụ đối với quá trình cháy: cần điều chỉnh độ quá nhiệt của hơi, độ chất tải của các cửa trích hơi của tuabin v.v...
- Giải thích nguyên nhân của sự sai lệch thông số của thiết bị và bằng các thực nghiệm, xác định được các đặc tính phụ trợ cần thiết, từ kết quả phân tích, xác định nguyên nhân sai lệch và đưa ra các giải pháp khắc phục.

1.3.4. Sửa chữa định kỳ

Sự làm việc lâu dài, liên tục và ổn định của các thiết bị trong hệ thống điện được đảm bảo bởi chế độ sửa chữa phòng ngừa theo kế hoạch, tức là sự sửa chữa, bảo dưỡng được tiến hành sau một khoảng thời gian xác định, trước khi thiết bị có thể bị dừng làm việc do hao mòn hoặc hỏng hóc, quá trình sửa chữa định kỳ được chia ra các loại:

+ Đại tu.

+ Bảo dưỡng thường kỳ.

Có hai loại sửa chữa đặc biệt không có trong chế độ sửa chữa phòng ngừa theo kế hoạch đó là sửa chữa sự cố và sửa chữa khôi phục. Sửa chữa khôi phục được thực hiện trước khi đưa vào vận hành các thiết bị ở trạng thái ngừng hoạt động lâu dài do dự phòng hoặc do các nguyên nhân khác như thiên tai.

- Khi sửa chữa đại tu người ta tiến hành xem xét thật kỹ các tổ máy và phân tích tình trạng của máy, khắc phục những hư hỏng ở các bộ phận và chi tiết bằng cách khôi phục hoặc thay thế. Trong thời gian sửa chữa đại tu đồng thời người ta tiến hành hiện đại hoá thiết bị đã đề ra trước đó.

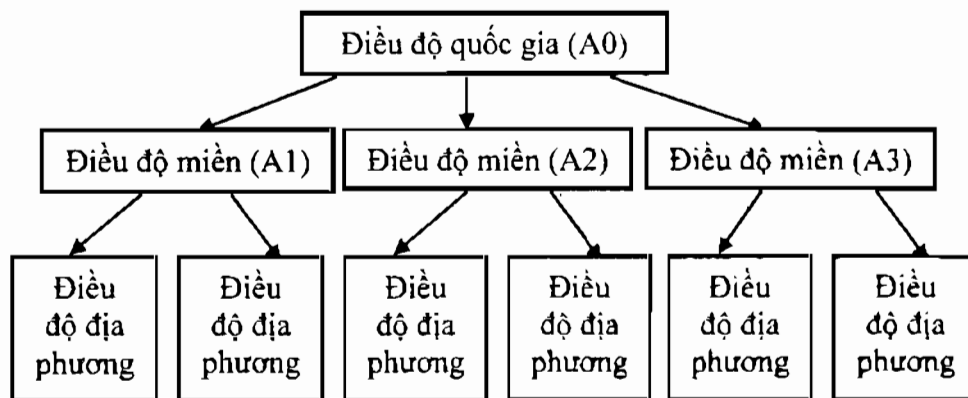
- Trong quá trình bảo dưỡng thường kỳ người ta làm các công việc cần thiết để đảm bảo tổ máy tiếp tục làm việc với năng suất và hiệu quả kinh tế cao, ví dụ: làm sạch bề mặt

gia nhiệt, bề mặt đốt của lò hơi, thay dầu trong các bộ phận khác nhau, khôi phục lớp cách nhiệt, thay thế các chi tiết bị mài mòn như bi của máy nghiền, cánh của quạt khói và quạt gió v.v...

1.4. Điều độ và sơ đồ tổ chức hoạt động vận hành hệ thống điện

1.4.1. Khái quát chung

Phụ thuộc vào quy mô của hệ thống điện có thể có những sơ đồ tổ chức điều độ khác nhau. Sơ đồ tổ chức đơn giản nhất là sơ đồ tập trung, trong đó điều độ hệ thống trực tiếp điều hành hoạt động của các kỹ sư trực ban ở các nhà máy điện và các trạm biến áp. Sơ đồ đơn giản này cho phép điều hành các hoạt động trong hệ thống một cách mạch lạc và cơ động, tuy nhiên nó chỉ có thể áp dụng đối với các hệ thống điện nhỏ. Đối với các hệ thống lớn sơ đồ điều độ tập trung đơn giản sẽ làm cho điều độ hệ thống bị quá tải bởi lượng thông tin qua lại từ rất nhiều điểm. Bởi vậy ở các hệ thống phức tạp sơ đồ phân tán từng phần sẽ có hiệu quả hơn nhiều. Hệ thống điều độ được phân thành nhiều cấp: điều độ quốc gia (hay điều độ hệ thống), điều độ miền (điều độ vùng) và điều độ địa phương. Mỗi cấp thực hiện những nhiệm vụ riêng của mình, tuy nhiên sự phân cấp chỉ là tương đối, giữa các cấp luôn có sự liên kết chặt chẽ, hỗ trợ nhau trong quá trình vận hành hệ thống chung. Ứng với từng nhóm công việc có thể tạm phân thành hai hệ thống thực hiện: nhóm thứ nhất được thực hiện bởi hệ thống điều độ, nhóm thứ hai – bởi hệ thống quản lý. Sơ đồ tổ chức các cấp điều độ HTĐ được thể hiện trên hình 1.1.



Hình 1.1. Sơ đồ tổ chức hoạt động của hệ thống điều độ.

Các chức danh của các người làm công việc điều hành hệ thống điện: Người chỉ huy trực tiếp điều độ hệ thống điện quốc gia là kỹ sư điều hành hệ thống điện quốc gia trực ban.

Cấp dưới trực tiếp chịu sự điều hành của kỹ sư điều hành hệ thống điện quốc gia là các nhân viên vận hành trực ban bao gồm:

- Kỹ sư điều hành hệ thống điện miền.
- Trưởng ca nhà máy điện.
- Trưởng kíp trạm biến áp 500kV.

Người trực tiếp chỉ huy điều độ hệ thống miền là kỹ sư điều hành hệ thống miền trực ban. Nhân viên vận hành cấp dưới trực tiếp chịu sự điều hành của kỹ sư điều hành hệ thống điện miền là:

- Điều độ viên lưới điện phân phối miền.
- Trưởng ca nhà máy điện miền.
- Trưởng kíp trạm biến áp 500kV, 220kV, 110kV, 66kV trong miền.

Người trực tiếp chỉ huy điều độ lưới điện phân phối là điều độ viên lưới điện phân phối trực ban. Nhân viên vận hành cấp dưới trực tiếp của điều độ viên lưới điện phân phối (đối với các thiết bị thuộc quyền điều khiển) bao gồm:

- Trưởng kíp trạm biến áp phân phối, trạm trung gian, trạm bù, trạm diesel và thủy điện nhỏ trong lưới điện phân phối.
- Trực ban các đơn vị trực thuộc.
- Trưởng kíp trạm biến áp 220kV, 110kV, 66kV (đối với các trạm biến áp có cấp điện cho khu vực địa phương ở cấp điện áp $\leq 35\text{kV}$).

Trưởng ca các nhà máy điện (đối với các nhà máy điện có cấp điện áp $\leq 35\text{kV}$).

1.4.2. Điều độ quốc gia

Điều độ quốc gia có nhiệm vụ:

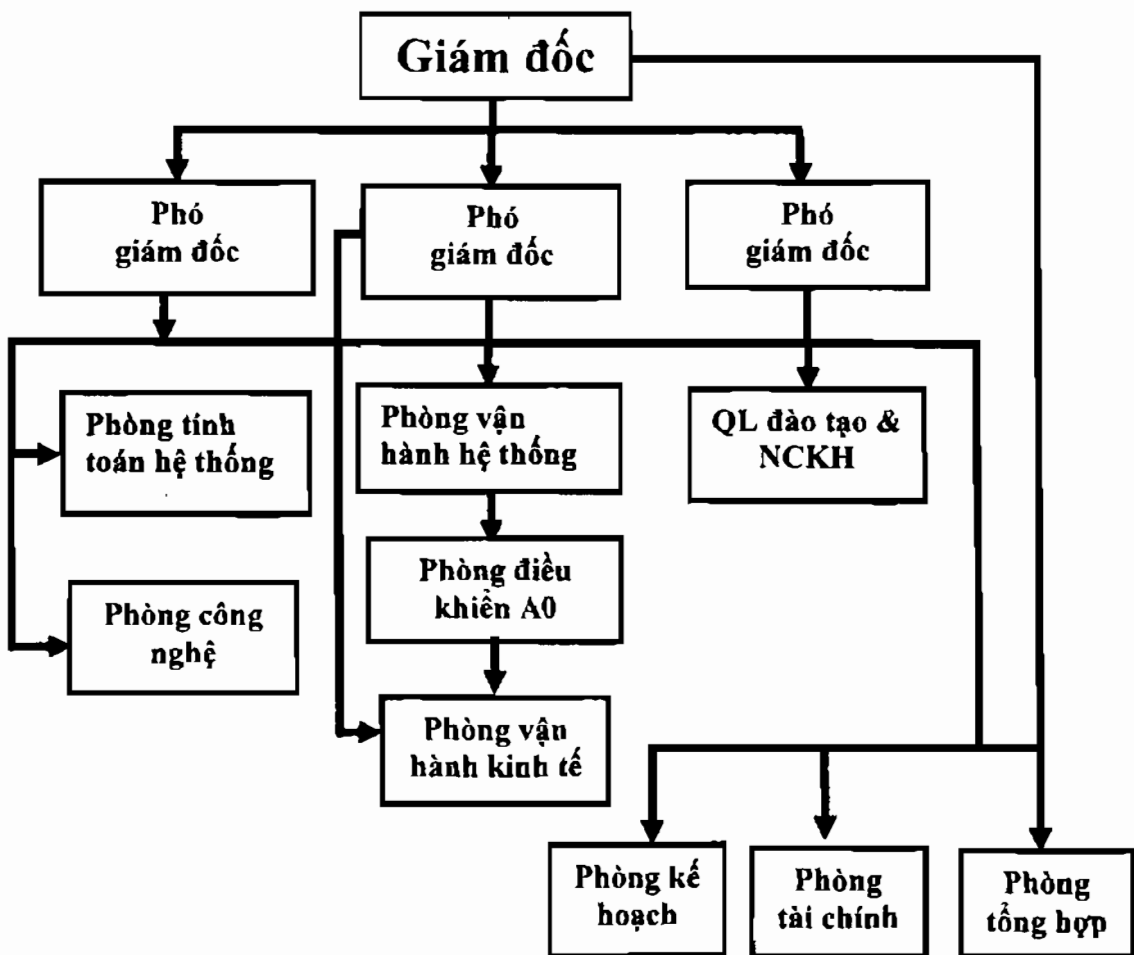
- Thoả mãn nhu cầu của phụ tải về điện năng và công suất đỉnh.
- Đảm bảo hoạt động an toàn và tin cậy của toàn hệ thống điện cũng như từng phần tử của nó.
- Đảm bảo chất lượng điện năng: tần số và điện áp ở các nút của hệ thống.
- Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao bằng cách sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng sơ cấp.
- Nhanh chóng loại trừ sự cố trong hệ thống điện.

Điều độ quốc gia chia làm hai bộ phận: chỉ huy và thường trực.

Bộ phân chỉ huy theo dõi các hoạt động và chỉ huy cấp dưới thực hiện nhiệm vụ được giao.

Bộ phận thường trực thực hiện các công việc cụ thể sau:

- Lập kế hoạch bảo dưỡng tối ưu các tổ máy, đường dây và trạm biến áp, sao cho đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cao nhất;
- Cân bằng năng lượng năm, quý, tháng;
- Xác định đồ thị phụ tải ngày đêm;
- Lập phương thức vận hành ngày gồm:
 - + Dự báo đồ thị phụ tải HTĐ Quốc gia;
 - + Lập phương thức kết dây HTĐ Quốc gia trong ngày;
 - + Phân bổ biểu đồ phát công suất và sản lượng cho các NMD đáp ứng đồ thị phụ tải HTĐ Quốc gia;
 - + Giải quyết các đăng ký, lập phiếu thao tác đưa ra sửa chữa, kiểm tra, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ và đưa vào vận hành các tổ máy, đường dây, thiết bị thuộc quyền điều khiển;
 - + Xem xét và thông qua việc giải quyết các đăng ký của cấp điều độ HTĐ miền đối với việc đưa ra sửa chữa, kiểm tra, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ và đưa vào vận hành các tổ máy, đường dây, thiết bị thuộc quyền kiểm tra.
- Tính phân bố tối ưu công suất tác dụng và phản kháng, tính mức điện áp các nút chính;
- Tính ổn định, chọn và chỉnh định cấu trúc hệ thống bảo vệ rơle và tự động chống sự cố;
- Tính toán chế độ vận hành HTĐ Quốc gia ứng với những phương thức cơ bản của từng thời kỳ và khi đưa các công trình mới vào vận hành;
 - + Lập trình tự động điều chỉnh tần số và điện áp;
 - + Tính toán sa thải phụ tải theo tần số của toàn bộ HTĐ Quốc gia.



Hình 1.2. Sơ đồ tổ chức trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (A0).

Bảng 1.1. Sự phân cấp điều độ HTĐ Việt Nam

CẤP ĐIỀU ĐỘ	MÔ HÌNH	QUYỀN ĐIỀU KHIỂN	QUYỀN KIỂM TRA
Điều độ quốc gia	<pre> graph TD A0[Điều độ quốc gia (A0)] --> A1[Điều độ miền (A1)] A0 --> A2[Điều độ miền (A2)] A0 --> A3[Điều độ miền (A3)] </pre>	Các NMĐ lớn Lưới điện 500kV Tần số HTĐ Điện áp các nút chính	Các NMĐ không thuộc quyền điều khiển Lưới điện 220kV Trạm phân phối NMĐ lớn Đường dây nối NMĐ với HTĐ
Điều độ miền	<pre> graph TD A1[Điều độ miền (A1)] --> CP1[Các điều độ MD thuộc CP1] A2[Điều độ miền (A2)] --> CP2[Các điều độ MD thuộc CP2] A3[Điều độ miền (A3)] --> CP3[Các điều độ MD thuộc CP3] </pre>	Các NMĐ đã được phân cấp Lưới điện truyền tải 220-110-66kV Công suất vô công của các NMĐ NMĐ nhỏ, Diesel, trạm bù trong miền	Các trạm, đường dây phân phối 110-66kV phân cấp cho ĐDPP điều khiển Các hộ sử dụng điện quan trọng trong lưới điện phân phối
Điều độ lưới phân phối		Lưới điện phân phối 110-66kV được phân cấp Lưới điện phân phối Các trạm thủy điện nhỏ, diesel, trạm bù trong lưới điện phân phối	Các trạm, đường dây phân phối của khách hàng điều khiển

- Dự kiến các tình huống sự cố và cách xử lý;

- Tính toán chính định role bảo vệ và tự động trên HTĐ Quốc gia thuộc quyền điều khiển. Cung cấp thông số tính toán ngắn mạch (công suất ngắn mạch, dòng ngắn mạch...) tại các nút có điện áp $\geq 220\text{kV}$ ứng với chế độ vận hành cực đại và cực tiểu. Cung cấp các giới hạn chính định role bảo vệ và tự động cho lưới điện truyền tải thuộc quyền điều khiển của cấp điều độ HTĐ miền, đồng thời có trách nhiệm kiểm tra sự phối hợp các trị số chính định role bảo vệ và tự động của các thiết bị thuộc quyền kiểm tra của cấp điều độ HTĐ Quốc gia.

- Lập sơ đồ sử dụng tối ưu nguồn năng lượng (nước ở thủy điện...);

- Điều độ quốc gia chỉ định biểu đồ phụ tải cho các nhà máy điện và điều chỉnh nó trong quá trình vận hành;

- Tổ chức diễn tập xử lý sự cố trong toàn HTĐ Quốc gia. Tham gia kiểm tra diễn tập xử lý sự cố trong HTĐ miền, các NMĐ, các trạm điện;

- Tổ chức đào tạo và bồi dưỡng, huấn luyện các chức danh của cấp điều độ HTĐ Quốc gia, nhiệm vụ điều độ cho các cấp điều độ. Tham gia đào tạo, bồi dưỡng, huấn luyện, kiểm tra chức danh Kỹ sư Điều hành HTĐ miền (KSĐH HTĐ miền), Trưởng ca các NMĐ thuộc quyền điều khiển và Trưởng kíp các Trạm biến áp 500kV (T500);

- Quản lý vận hành hệ thống SCADA /EMS và hệ thống máy tính chuyên dụng;

- Tổng kết, báo cáo lãnh đạo Tổng Công ty Điện lực Việt nam tình hình sản xuất và truyền tải hàng ngày, hàng tuần, hàng tháng, hàng quý, hàng năm. Tham gia đánh giá việc thực hiện phương thức đã giao cho các đơn vị;

- Tham gia công tác xây dựng quy hoạch phát triển nguồn, lưới điện, hệ thống thông tin liên lạc và SCADA /EMS/DMS phục vụ điều độ HTĐ Quốc gia. Theo dõi tình hình vận hành HTĐ Quốc gia đề xuất các chương trình chống quá tải các trạm biến áp và đường dây cấp điện áp 66kV, 110kV, 220kV, 500kV;

- Điều độ quốc gia có thể đưa ra các yêu cầu đối với qui hoạch thiết kế hệ thống.

Trên cơ sở phân tích các hoạt động của hệ thống điện trong quá khứ điều độ quốc gia đưa ra các phương thức vận hành, hoàn thành hệ thống điều độ.

1.4.3. Điều độ HTĐ miền

Nhiệm vụ của điều độ HTĐ miền bao gồm:

- Chấp hành sự chỉ huy của cấp điều độ HTĐ Quốc gia trong việc chỉ huy điều độ HTĐ miền.

- Chỉ huy điều độ HTĐ miền nhằm mục đích cung cấp điện an toàn, liên tục, ổn định, chất lượng đảm bảo và kinh tế.

- Lập sơ đồ kết dây cơ bản HTĐ miền.
- Căn cứ vào phương thức huy động nguồn của cấp điều độ HTĐ Quốc gia lập phương thức vận hành HTĐ miền hàng ngày, bao gồm:
 - + Dự kiến nhu cầu phụ tải của toàn HTĐ miền, phân bổ công suất và sản lượng cho các Công ty Điện lực (CTDL) trong miền dựa vào phân bổ của cấp điều độ HTĐ Quốc gia;
 - + Lập phương thức kết dây HTĐ miền trong ngày;
 - + Giải quyết các đăng ký, lập phiếu thao tác đưa ra sửa chữa, kiểm tra, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ và đưa vào vận hành các tổ máy, đường dây, thiết bị thuộc quyền điều khiển;
 - + Trình duyệt việc giải quyết các đăng ký đưa ra sửa chữa, kiểm tra, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ và đưa vào vận hành các tổ máy, đường dây, thiết bị thuộc quyền kiểm tra của cấp điều độ HTĐ Quốc;
 - + Xem xét và thông qua việc giải quyết các đăng ký của cấp điều độ lưới điện phân phối đối với việc đưa ra sửa chữa, kiểm tra, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ và đưa vào vận hành đường dây, thiết bị thuộc quyền kiểm tra.
- Huy động các nguồn điện thuộc quyền điều khiển của cấp điều độ HTĐ miền theo yêu cầu của cấp điều độ HTĐ Quốc gia hoặc kế hoạch đã được duyệt.
- Điều chỉnh các nguồn công suất phản kháng (bao gồm các NMĐ và nguồn công suất phản kháng của khách hàng nằm trong HTĐ miền), nấc phân áp của các máy biến áp 220kV, 110kV và 66kV trong HTĐ miền thuộc quyền điều khiển để giữ điện áp các nút quy định của HTĐ miền trong giới hạn cho phép.
- Phối hợp với Công ty Truyền tải Điện, CTDL và Điện lực tỉnh, thành phố thuộc HTĐ miền xác định nơi đặt, ban hành phiếu chỉnh định, kiểm tra việc chỉnh định và sự hoạt động của các bộ tự động sa thải phụ tải theo tần số phù hợp với yêu cầu của cấp điều độ HTĐ Quốc gia.
- Trực tiếp chỉ huy thao tác và xử lý sự cố trong HTĐ miền.
- Tính toán trị số chỉnh định role bảo vệ và tự động trong HTĐ miền (kể cả MBA của NMĐ trong miền) thuộc quyền điều khiển. Cung cấp thông số tính toán ngắn mạch (công suất ngắn mạch, dòng điện ngắn mạch....) tại các nút có điện áp 66kV, 110kV ứng với chế độ vận hành cực đại và cực tiểu. Cung cấp giới hạn và kiểm tra trị số chỉnh định role bảo vệ và tự động cho lưới điện phân phối thuộc quyền kiểm tra của cấp điều độ HTĐ miền.
- Phối hợp với cấp điều độ HTĐ Quốc gia tính toán tổn thất điện năng phục vụ công tác điều độ HTĐ miền.

- Lập phương thức, chỉ huy thao tác để đưa vào vận hành các thiết bị, công trình mới thuộc quyền điều khiển.
- Quản lý vận hành hệ thống SCADA /EMS, thông tin liên lạc, máy tính chuyên dụng.
- Chỉ huy điều chỉnh tần số, điện áp HTĐ miền (hoặc một phần HTĐ miền) trong trường hợp HTĐ miền (hoặc một phần HTĐ miền) tách khỏi HTĐ Quốc gia hoặc được sự uỷ quyền của cấp điều độ HTĐ Quốc gia.
- Chủ trì triệu tập các đơn vị liên quan phân tích, tìm nguyên nhân các sự cố trong HTĐ miền và đề ra các biện pháp phòng ngừa.
- Tổ chức diễn tập xử lý sự cố trong toàn HTĐ miền, tham gia diễn tập sự cố toàn HTĐ Quốc gia. - Tham gia kiểm tra diễn tập xử lý sự cố trong lưới điện phân phối, các NMĐ, các trạm điện thuộc quyền điều khiển và kiểm tra.
- Tổ chức đào tạo và bồi dưỡng, huấn luyện các chức danh của cấp điều độ HTĐ miền. Tham gia đào tạo, bồi dưỡng, huấn luyện và kiểm tra Trưởng ca các NMĐ, Trưởng kíp các trạm điện, Điều độ viên (ĐĐV) lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển của cấp điều độ HTĐ miền.
- Tổng kết, báo cáo lãnh đạo Tổng Công ty Điện lực Việt Nam và cấp điều độ HTĐ Quốc gia tình hình sản xuất hàng ngày, hàng tuần, hàng tháng, hàng quý, hàng năm của HTĐ miền. Tham gia đánh giá việc thực hiện phương thức đã giao cho các đơn vị trong phạm vi phụ trách.
- Tham gia Hội đồng nghiệm thu các thiết bị và các công trình mới thuộc quyền điều khiển hoặc theo yêu cầu của Tổng Công ty Điện lực Việt nam hoặc ĐĐQG.
- Chủ trì (hoặc tham gia) biên soạn và chỉnh lý các tài liệu, quy trình liên quan đến công tác điều độ HTĐ miền.
- Tham gia phân tích và tìm nguyên nhân các sự cố lớn trong lưới điện phối, tại các NMĐ trong miền và đề ra các biện pháp phòng ngừa.
- Tham gia công tác xây dựng quy hoạch phát triển nguồn, lưới điện, hệ thống thông tin liên lạc và SCADA /EMS/DMS phục vụ điều độ HTĐ miền. Theo dõi tình hình vận hành HTĐ miền đề xuất các chương trình chống quá tải các trạm biến áp và đường dây cấp điện áp 66kV, 110kV, 220kV.
- Tham gia các công trình nghiên cứu khoa học liên quan đến công tác điều độ và chiến lược phát triển của HTĐ miền.

1.4.4. Điều độ địa phương

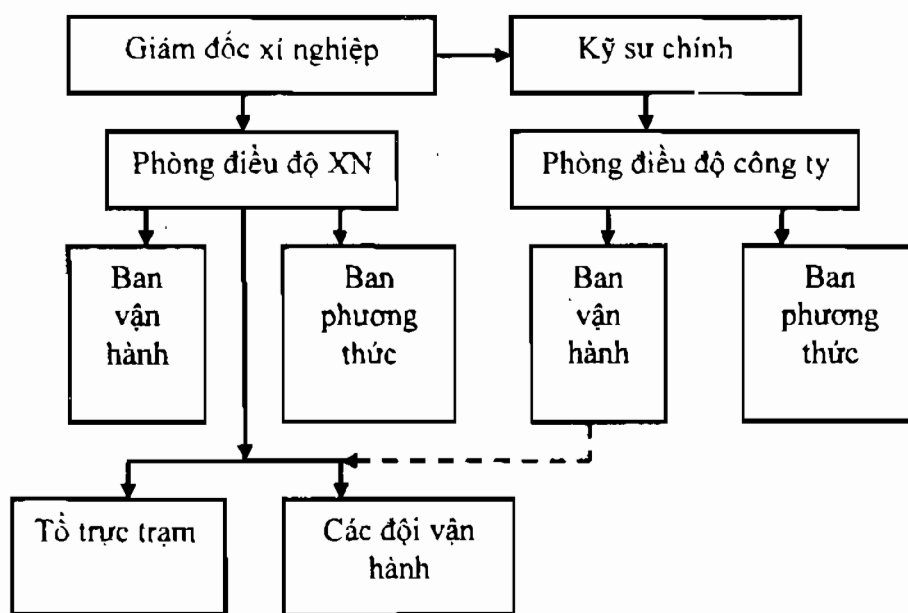
Điều độ địa phương có nhiệm vụ điều khiển, việc tiếp nhận và phân phối điện năng từ các trạm biến áp và trạm phân phối trung gian cho các mạng điện phân phối

trung và hạ áp. Sơ đồ tổ chức điều độ địa phương được thể hiện trên hình 1.3. Điều độ địa phương đảm bảo cung cấp điện tin cậy và chất lượng cho khách hàng với mức tổn thất thấp nhất.

Nhiệm vụ: Công việc cụ thể của điều độ địa phương là:

*** Ở chế độ vận hành bình thường**

- Thực hiện các thao tác đóng cắt và điều chỉnh trên lưới điện nhằm tối ưu hoá chế độ của mạng điện;
- Lập sơ đồ kết dây cơ bản lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển;
- Huy động các nguồn điện nhỏ (bao gồm các trạm diesel, trạm thủy điện nhỏ) trong lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển theo yêu cầu của cấp điều độ HTĐ miền;
- Điều chỉnh các nguồn công suất vô công (gồm trạm bù tĩnh, bù quay kể cả nguồn công suất phản kháng của khách hàng), nấc phân áp của máy biến áp trong lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển để giữ điện áp các nút theo quy định của cấp điều độ HTĐ miền;



Hình 1.3. Sơ đồ tổ chức điều độ địa phương.

- Tính toán tổn thất điện năng và đề ra các biện pháp giảm tổn thất điện năng trong lưới điện phân phối thuộc quyền điều khiển;
- Thao tác bảo dưỡng định kỳ;
- Đưa các thiết bị mới vào vận hành;

- Điều chỉnh đóng cắt các trạm biến áp cho phù hợp với công suất nguồn;
- Đóng các phụ tải mới và cắt các phụ tải không đạt yêu cầu;
- Đo đếm các tham số trong mạng điện;
- Kiểm tra sự hoạt động của các phụ tải;
- Duy trì hành lang an toàn của mạng điện.

*** Ở chế độ sự cố**

- Đánh giá nhận định tính chất của các sự cố;
- Loại trừ hậu quả của các sự cố;
- Cô lập các phần tử bị sự cố ra khỏi mạng điện, đóng các nguồn dự phòng để duy trì sự hoạt động bình thường của các thiết bị còn lại;
- Khắc phục sự cố.

Công việc cụ thể của ban phương thức vận hành địa phương là:

- Lập kế hoạch cấu trúc vận hành mạng điện;
- Lập kế hoạch bảo dưỡng định kỳ, nâng cấp các phần tử hệ thống điện;
- Sa thải phụ tải khi thiếu hụt công suất nguồn;
- Đo đếm và điều chỉnh các tham số chế độ của mạng điện;
- Lập kế hoạch hoạt động cho các đội công tác.

Nguyên tắc chung

- Có các thông tin đầy đủ về đặc tính của các phần tử hệ thống điện và các trạng thái của chúng;
- Gia công Xử lý nhanh các thông tin để có quyết định vận hành chính xác;
- Truyền nhanh và chính xác các thông tin đến nơi thừa hành;
- Nhấn đúng các thông tin phản hồi để kiểm tra và hiệu chỉnh kịp thời;
- Lưu giữ và phân tích các trạng thái của các phần tử hệ thống để đúc rút kinh nghiệm và nghiên cứu đối sách phù hợp;
- Dự báo và quy hoạch quá trình vận hành trong tương lai;
- Các hoạt động được thực hiện trong một hệ thống thống nhất và đồng bộ.

1.4.5. Nhà máy điện

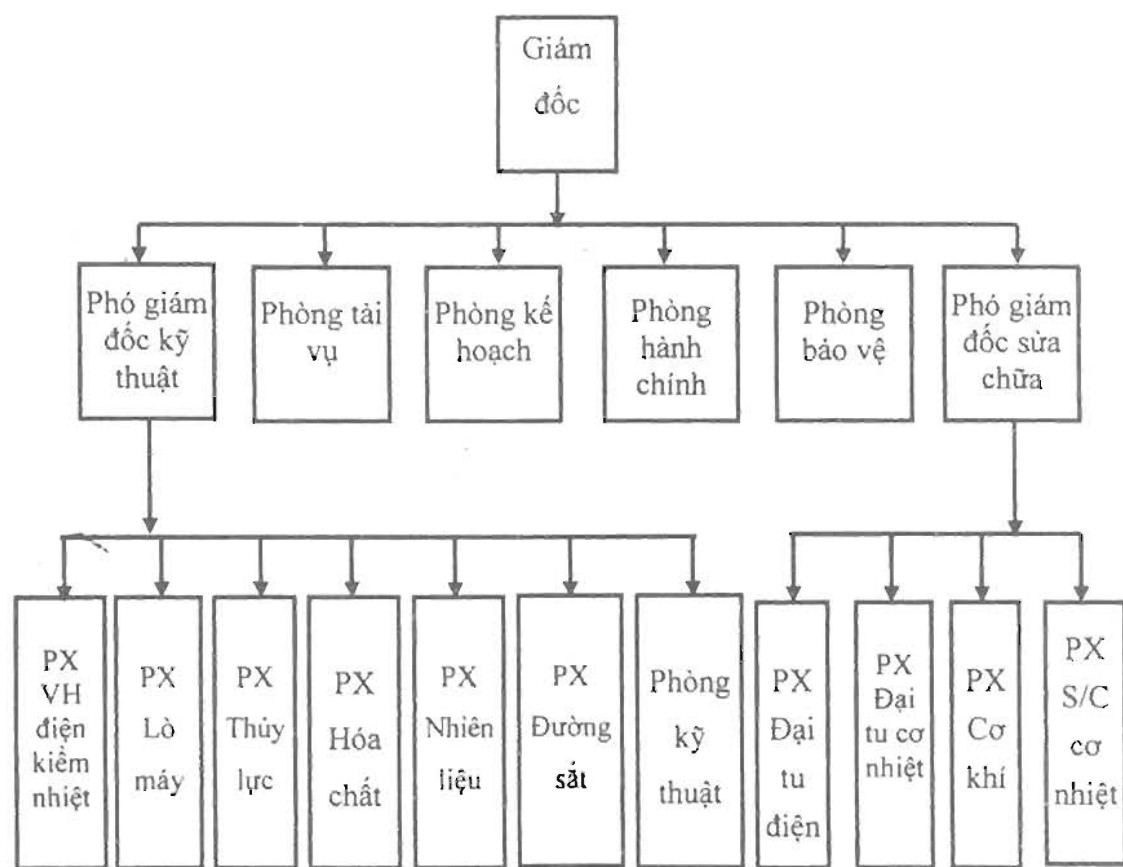
1). Sơ đồ tổ chức nhà máy điện

Sơ đồ tổ chức nhà máy nhiệt điện được thể hiện trên hình 1.4. Sự phân bổ lực lượng kỹ thuật trong nhà máy điện được thực hiện như sau:

Các phân xưởng kỹ thuật, vận hành, kiểm nhiệt, lò máy, thủy lực, hoá chất, đường

sắt v.v... chịu sự điều hành trực tiếp của phó giám đốc kỹ thuật; Các phân xưởng sửa chữa, bảo dưỡng v.v... chịu sự điều hành trực tiếp của phó giám đốc sửa chữa.

Các phòng ban nghiệp vụ và các phân xưởng chịu sự lãnh đạo chung của giám đốc nhà máy, việc điều hành việc sản xuất trong ca của nhà máy là trường ca. Người điều hành cao nhất của mỗi ca trực là trường ca, dưới trường ca là các trường kíp lò, trường kíp điện, trường kíp nhiên liệu, trường kíp trạm phân phối ngoài trời (35÷500kV), dưới các trường kíp là các trực ban kỹ thuật. Mỗi kíp làm việc có số lượng nhân viên vận hành phụ thuộc vào từng điều kiện cụ thể. Mỗi vị trí làm việc đòi hỏi học vị, bậc thợ và bậc an toàn tương ứng.



Hình 1.4. Sơ đồ tổ chức hoạt động nhà máy điện.

Bên cạnh giám đốc thường có trợ lý giám đốc là người giúp cho giám đốc thực hiện các công việc cần thiết trong quá trình điều hành nhà máy điện, ngoài ra còn có nhân viên thư ký giúp giám đốc trong việc soạn thảo văn bản, giao dịch điện thoại v.v.

2). *Nhiệm vụ của các Nhà máy điện*

- Tổ chức công tác quản lý kỹ thuật, quản lý vận hành đảm bảo cho thiết bị của nhà máy vận hành ổn định và dự phòng ở mức độ sẵn sàng vận hành cao nhất.
- Thực hiện phương thức vận hành hàng ngày, tuần, tháng, năm do các cấp điều độ giao.
- Lập phương thức kết dây cơ bản của hệ thống tự dùng toàn nhà máy, đảm bảo các phương thức vận hành cơ bản của các sơ đồ công nghệ trong dây truyền vận hành thiết bị sao cho NMD vận hành an toàn và kinh tế.
- Quản lý công tác sửa chữa định kỳ các thiết bị thuộc quyền quản lý. Lập lịch theo dõi, đăng ký sửa chữa thiết bị theo đúng quy định hiện hành. Thực hiện công tác sửa chữa thiết bị theo lịch đã được duyệt đảm bảo chất lượng, đúng tiến độ.
- Tổ chức thực hiện công tác khắc phục sự cố trong NMD, nhanh chóng bàn giao thiết bị vào vận hành trong thời gian ngắn nhất sau sự cố. Chủ động phân tích, tìm nguyên nhân và đề ra các biện pháp phòng ngừa sự cố.
- Báo cáo tình hình sự cố, hiện tượng bất thường của thiết bị cho các cấp điều độ liên quan để phối hợp phân tích, tìm nguyên nhân và đề ra các biện pháp phòng ngừa sự cố.
- Cung cấp tài liệu kỹ thuật, thông số vận hành, quy trình vận hành thiết bị của nhà máy cho các cấp điều độ để thực hiện tính toán chế độ vận hành, chỉnh định rơle bảo vệ và tự động trên toàn HTĐ quốc gia khi có yêu cầu.
- Tổ chức diễn tập xử lý sự cố và diễn tập phòng cháy, chữa cháy theo kế hoạch đề ra của nhà máy, tham gia diễn tập xử lý sự cố toàn HTĐ quốc gia.
- Tổ chức bồi dưỡng, huấn luyện, đào tạo đủ cán bộ, nhân viên vận hành đảm bảo trình độ theo chức danh vận hành.

3). *Nhiệm vụ của Trường ca vận hành nhà máy điện*

- Chấp hành lệnh chỉ huy điều độ của các cấp điều độ theo quyền điều khiển.
- Thực hiện đầy đủ nhiệm vụ, quyền hạn, trách nhiệm trong mối quan hệ công tác với các cấp điều độ và quy định nhiệm vụ riêng của từng nhà máy.
- Khi được sự uỷ quyền của cấp điều độ hoặc khi sự cố dẫn đến nhà máy tách lưới độc lập, Trường ca NMD được quyền áp dụng các biện pháp điều chỉnh tần số để đảm bảo sự vận hành ổn định của các tổ máy và phải báo ngay với điều độ cấp trên.

1.4.6. Công ty Truyền tải điện

1). *Nhiệm vụ của các công ty Truyền tải điện (CTTTĐ)*

- Tổ chức công tác quản lý (gồm quản lý kỹ thuật và quản lý vận hành) đảm bảo vận hành an toàn và liên tục các thiết bị, đường dây, trạm điện thuộc quyền quản lý.

- Quản lý công tác sửa chữa định kỳ các thiết bị, đường dây, trạm điện thuộc quyền quản lý. Lập lịch theo dõi, đăng ký sửa chữa các đường dây, thiết bị trong trạm theo đúng quy định hiện hành.

- Thực hiện công tác sửa chữa các đường dây, thiết bị trong trạm theo lịch đã được duyệt đảm bảo chất lượng, đúng tiến độ.

- Cung cấp tài liệu kỹ thuật, thông số vận hành, thông số kỹ thuật, quy trình vận hành đường dây, thiết bị trong trạm điện thuộc quyền quản lý cho cấp điều độ HTĐ quốc gia và cấp điều độ HTĐ miền để thực hiện tính toán chế độ vận hành, chỉnh định role bảo vệ và tự động trên toàn HTĐ - Quốc gia khi có yêu cầu.

- Đảm bảo sự hoạt động tin cậy của hệ thống role bảo vệ và tự động thuộc quyền quản lý.

- Tổ chức thực hiện công tác khắc phục sự cố đường dây và trạm điện, nhanh chóng bàn giao thiết bị vào vận hành trong thời gian ngắn nhất sau sự cố. Chủ động phân tích, tìm nguyên nhân và đề ra các biện pháp phòng ngừa sự cố.

- Báo cáo tình hình sự cố, hiện tượng bất thường của thiết bị cho các cấp điều độ liên quan để phối hợp phân tích, tìm nguyên nhân và đề ra các biện pháp phòng ngừa sự cố.

- Đặt trị số chỉnh định cho hệ thống role bảo vệ và tự động thuộc quyền quản lý theo phiếu chỉnh định của các cấp điều độ có quyền điều khiển.

- Tổ chức bồi dưỡng, huấn luyện, đào tạo đủ cán bộ, nhân viên vận hành đảm bảo trình độ theo chức danh vận hành.

- Tổ chức Hội đồng kiểm tra nhân viên trực ban CTTTĐ và nhân viên vận hành các trạm điện thuộc quyền quản lý có sự tham gia của cấp điều độ tương ứng.

2). Nhiệm vụ của Trục ban Công ty Truyền tải điện

- Nắm chắc sơ đồ kết dây vận hành hiện tại và nắm vững yêu cầu kiểm tra, thí nghiệm và sửa chữa của CTTTĐ để đăng ký với cấp điều độ tương ứng.

- Giao và nhận thiết bị đưa ra sửa chữa và đưa vào vận hành của CTTTĐ với cấp điều độ có quyền điều khiển thiết bị đó.

- Theo dõi việc kiểm tra, thí nghiệm và sửa chữa thiết bị thuộc CTTTĐ quản lý.

- Sau khi nhận nhiệm vụ đại diện cho CTTTĐ trong việc nhận và giao các thiết bị đưa ra sửa chữa và đưa vào vận hành, trục ban CTTTĐ phải thông báo họ tên của mình với các cấp điều độ có quyền điều khiển các thiết bị thuộc quyền quản lý của CTTTĐ.

- Trục ban CTTTĐ chịu trách nhiệm báo cáo với lãnh đạo Công ty và các cấp điều độ về các vấn đề vận hành lưới điện có liên quan.

1.4.7. Công ty Điện lực

Nhiệm vụ của các công ty Điện lực (CTĐL) bao gồm:

- Tổ chức công tác quản lý phụ tải, quản lý kỹ thuật, quản lý vận hành đảm bảo các đường dây, trạm điện vận hành an toàn và liên tục.
- Lập lịch theo dõi, đăng ký sửa chữa đường dây, thiết bị trong trạm thuộc quyền quản lý theo đúng quy định hiện hành. Thực hiện công tác sửa chữa đường dây, thiết bị trong trạm theo đúng lịch đã được duyệt đảm bảo chất lượng, đúng tiến độ.
- Cung cấp tình hình phụ tải, tài liệu kỹ thuật, thông số kỹ thuật, quy trình vận hành đường dây, thiết bị thuộc quyền quản lý cho cấp điều độ HTĐ quốc gia và cấp điều độ HTĐ miền để thực hiện tính toán chế độ vận hành, chỉnh định role bảo vệ và tự động trên toàn HTĐ khi có yêu cầu.
- Đảm bảo sự hoạt động tin cậy của hệ thống role bảo vệ và tự động thuộc quyền quản lý.
- Đặt trị số chỉnh định cho hệ thống role bảo vệ và tự động thuộc quyền quản lý theo phiếu chỉnh định của các cấp điều độ theo phân cấp.
- Cung cấp cho các cấp điều độ tương ứng dự kiến thời gian đưa thêm các phụ tải lớn do Công ty quản lý và thời gian chính thức khi phụ tải đã vào làm việc.
- Liên hệ lấy danh sách thứ tự ưu tiên của các tổ chức, cá nhân sử dụng điện trên địa bàn do Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương xác định. Phối hợp với các cấp điều độ tương ứng phân bổ công suất và sản lượng cho các đơn vị điện lực trong Công ty khi có yêu cầu và gửi cho các cấp điều độ để thực hiện.
- Chủ động tuyên truyền, giải thích, phối hợp với các tổ chức, cá nhân sử dụng điện trong công tác điều hoà nhu cầu sử dụng điện.
- Tổ chức bồi dưỡng, huấn luyện, đào tạo đủ cán bộ, nhân viên vận hành đảm bảo trình độ theo chức danh vận hành.
- Tổ chức Hội đồng kiểm tra ĐĐV lưới điện phân phối, nhân viên vận hành các trạm điện, trạm bù, trạm diesel, trạm thủy điện nhỏ thuộc quyền quản lý có sự tham gia của cấp điều độ HTĐ miền tương ứng.

1.5. Thủ tục thực hiện công việc vận hành thiết bị điện

1.5.1. Chế độ phiếu cho phép làm việc với thiết bị điện

Phiếu cho phép làm việc (gọi tắt là phiếu công tác hay phiếu thao tác) là giấy phép tiến hành công việc trong đó ghi rõ nơi làm việc, nội dung công việc, thời gian bắt đầu, điều kiện tiến hành làm việc. Phiếu cho phép làm việc được viết bằng bút mực hoặc bút bi làm hai bản rõ ràng, không tẩy xóa, một bản lưu còn một bản được giao trực tiếp cho người tổ trưởng phụ trách công việc. Riêng đối với mạng điện hạ áp thì chỉ cần viết một bản và lưu lại cuốn.

Người ký, phát hành phiếu cho phép làm việc phải do đơn vị khu vực quản lý, vận hành lưới điện cấp, những người này hiểu biết về kỹ thuật, tình trạng của thiết bị, phương thức vận hành lưới điện, và được cấp lãnh đạo đơn vị có thẩm quyền phê chuẩn.

Mục đích của phiếu cho phép làm việc là bảo vệ sự an toàn cho tất cả những người có liên quan và xác định trách nhiệm về an toàn điện giữa đơn vị công tác với đơn vị cho phép (đơn vị quản lý vận hành thiết bị điện).

Mỗi một phiếu cho phép làm việc chỉ được dùng cho một đường dây hoặc một số đường dây nhưng phải đồng nhất một thời gian. Trong thời gian làm việc, phiếu cho phép làm việc phải được lưu giữ ở nơi người phụ trách công tác. Trước khi cấp phiếu cho phép làm việc, người cấp phiếu cần phải thông báo rõ ràng cho người phụ trách công việc những biện pháp liên lạc có thể sử dụng.

Những công việc sau đây bắt buộc phải được giao theo phiếu công tác:

- làm việc trên tất cả các thiết bị cao áp;
- làm việc ở các thiết bị đã cắt điện;
- làm việc ở độ cao 3 mét trở lên đối với thiết bị không cắt điện mà khoảng cách an toàn cho phép;
- làm việc ở đường dây cắt điện nhưng các dây dẫn khác mắc trên cùng cột điện này vẫn có điện.
- làm việc trực tiếp trên các thiết bị đang mang điện hạ áp.

Nhiệm vụ công tác do thủ trưởng đơn vị quyết định, nếu công việc được tiến hành trong nội bộ đơn vị thì thủ trưởng đơn vị có thể ủy nhiệm cho kỹ thuật viên viết và ký phiếu, nếu công việc do đơn vị khác đến thực hiện thì đơn vị quản lý thiết bị phải có trách nhiệm viết phân biện pháp an toàn vào phiếu thao tác.

1.5.2. Nội dung của phiếu cho phép làm việc

Phiếu cho phép làm việc được viết bằng tay với đầy đủ nhiệm vụ, địa điểm, thời gian bắt đầu công việc, họ và tên người ra lệnh, người giám sát và người thực hiện thao tác. Trong phiếu thao tác phải ghi rõ sơ đồ, trình tự thực hiện các hạng mục công việc như: cắt điện, kiểm tra, đặt rào ngăn, mắc tiếp địa, treo biển báo vv. Phiếu thao tác phải được ghi rõ ràng không tẩy xóa. Mỗi phiếu cho phép làm việc chỉ viết cho một nhiệm vụ và nhất thiết phải có chữ ký của người viết.

1.5.3. Thực hiện công việc

Phiếu cho phép làm việc sau khi đã được trưởng ca, cấp duyệt được giao cho tổ trưởng thực hiện công việc một bản, còn một bản được lưu lại. Tổ trưởng tổ công tác có nhiệm vụ phổ biến rõ nhiệm vụ thực hiện các công việc cho các thành viên trong tổ.

Người được giao nhiệm vụ thao tác phải nắm vững sơ đồ, vị trí của các thiết bị cần thao tác, các hạng mục và trình tự thao tác. Quá trình thao tác được thực hiện dưới sự giám

sát của người có bậc an toàn cao. Sau khi đến địa điểm thực hiện công việc, cả người thực hiện và người giám sát phải kiểm tra lại sơ đồ thực tế của thiết bị với phiếu thao tác, chỉ khi không có sự sai khác thì mới bắt đầu tiến hành công việc.

Người thực hiện các công việc vận hành và sửa chữa thiết bị điện phải có đủ trình độ về chuyên môn, có bậc an toàn thích hợp, có sức khỏe theo đúng yêu cầu của ngành điện. Mọi thao tác đóng cắt ở mạng điện cao áp đều phải do 2 người thực hiện, người trực tiếp thực hiện các thao tác phải có bậc an toàn không thấp hơn bậc 3, người có bậc an toàn cao hơn (không thấp hơn bậc 4) làm nhiệm vụ giám sát. Cả hai người này đều phải chịu trách nhiệm như nhau về các công việc thực hiện. Các thao tác phải được thực hiện một cách dứt khoát, cẩn thận và mạch lạc.

Trước khi kết thúc công việc người chỉ huy phải trực tiếp kiểm tra lại toàn bộ công việc, thiết bị và sơ đồ vừa được thực hiện xong, sau đó ra lệnh tháo tiếp địa di động. Người chỉ huy trực tiếp đóng điện trả lại cho thiết bị, cất biên báo và thu lại phiếu cho phép làm việc, ký tên và trả lại phiếu này cho người cấp nó, phiếu này được lưu lại ít nhất một tháng.

Tóm tắt chương 1

Yêu cầu cơ bản của hệ thống điện là

- a. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao.
- b. Đảm bảo chất lượng điện.
- c. Độ tin cậy cung cấp điện liên tục.
- d. Tính linh động và đáp ứng đòi hỏi phụ tải.

Các chế độ của hệ thống điện

- a. Chế độ xác lập bình thường
- b. Chế độ quá độ bình thường
- d. Chế độ xác lập sau sự cố

Tính kinh tế và sự điều chỉnh chế độ của hệ thống điện

Tính kinh tế của hệ thống điện cũng có thể được thể hiện ở mức thu lợi nhuận cao nhất và đáp ứng được đầy đủ nhu cầu của các hộ dùng điện.

Để đảm bảo tính kinh tế của hệ thống điện cần:

- Xác định sự phân bố công suất tối ưu giữa các phần tử của hệ thống;
- Lựa chọn tốt nhất tổ hợp các phần tử của hệ thống;
- Xác định quy luật vận hành tối ưu của từng phần tử và của cả hệ thống.

Những công việc nhiệm vụ vận hành

- a. Thử nghiệm.

b. Phân tích đánh giá kết quả thử nghiệm.

c. Sửa chữa định kỳ.

Điều độ Quốc gia chia làm hai bộ phận:

Bộ phận chỉ huy theo dõi các hoạt động và chỉ huy cấp dưới thực hiện nhiệm vụ được giao.

Bộ phận thường trực thực hiện các công việc cụ thể

Điều độ địa phương có nhiệm vụ điều khiển việc tiếp nhận và phân phối điện năng từ các trạm biến áp và trạm phân phối trung gian cho các mạng điện phân phối trung và hạ áp.

Câu hỏi ôn tập chương 1

1. Hãy cho biết những khái niệm cơ bản, đặc điểm và yêu cầu của hệ thống điện;
2. Mục tiêu và nhiệm vụ vận hành hệ thống điện;
3. Các chế độ và tính kinh tế của hệ thống điện;
4. Nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ quốc gia;
5. Nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ miền;
6. Nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ địa phương;
7. Sơ đồ tổ chức và nhiệm vụ của nhà máy điện;
8. Thủ tục thực hiện các công việc vận hành thiết bị điện.

Chương 2

CHẾ ĐỘ NHIỆT CỦA THIẾT BỊ ĐIỆN

2.1. Đại cương

Trong quá trình hoạt động dòng điện làm việc của các thiết bị điện gây ra một sự tổn thất điện năng. Lượng điện năng tổn thất được thể hiện dưới dạng nhiệt làm tăng nhiệt độ của các thiết bị. Sự tăng nhiệt độ của các thiết bị càng làm tăng tổn thất điện năng do điện trở của các phần dẫn điện tăng, do đó làm giảm khả năng mang tải của chúng. Độ bền cơ học của các chi tiết trong các thiết bị điện giảm khi nhiệt độ tăng, điều đó làm giảm độ tin cậy của chúng. Khi nhiệt độ tăng tổn thất trong chất điện môi sẽ tăng, làm cho độ bền điện của chúng giảm, dẫn đến giới hạn đốt nóng cho phép của các thiết bị bị giảm. Đó chính là những nguyên nhân cơ bản làm tăng nhanh quá trình già hoá cách điện và làm giảm tuổi thọ của thiết bị điện.

Nghiên cứu chế độ nhiệt của các thiết bị điện là nhiệm vụ quan trọng, vì từ đó có thể xác định được các điều kiện làm việc an toàn của các thiết bị, đặc biệt là khả năng mang tải của chúng. Việc nghiên cứu chế độ nhiệt của các thiết bị điện là bài toán khá phức tạp vì sự tăng của nhiệt độ, sự truyền nhiệt và ngay cả sự phát sinh nhiệt phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như các tham số chế độ (dòng điện, điện áp, tần số, tổn thất v.v...), đặc điểm cấu trúc (vật liệu, kết cấu lõi thép, cuộn dây, môi chất làm mát v.v), tham số của môi trường xung quanh (nhiệt độ, độ ẩm, áp suất không khí v.v...) và các tham số vật lý khác như quán tính, độ nhớt v.v. Tùy theo mục đích cụ thể đề có thể lựa chọn phương pháp tính toán chế độ nhiệt phù hợp với sai số nằm trong giới hạn cho phép.

2.2. Động học biến đổi nhiệt độ trong thiết bị điện

Khi các thiết bị điện làm việc sự hao tổn công suất trong máy sinh ra một lượng nhiệt, lượng nhiệt này một phần làm tăng nhiệt độ của máy, phần còn lại được toả ra môi trường xung quanh. Sự truyền nhiệt trong các thiết bị được diễn ra theo các phương thức: dẫn nhiệt, bức xạ nhiệt và đối lưu. Theo định luật bảo toàn năng lượng, nhiệt năng sinh ra trong thiết bị điện bằng tổng nhiệt năng làm nóng thiết bị và nhiệt năng toả ra môi trường xung quanh. Phương trình cân bằng nhiệt trong thiết bị điện có thể biểu thị dưới dạng:

$$\Delta P \cdot dt = cG \cdot d\theta + qF\theta \cdot dt \quad (2.1)$$

trong đó:

ΔP – hao tổn công suất trong thiết bị điện;

t – thời gian tác động của phụ tải;

c – nhiệt dung, $W.s/(kg.^{\circ}C)$;

G – khối lượng của vật thể;

θ – tăng nhiệt độ của thiết bị so với môi trường làm mát tại thời điểm t , $\theta = \theta_{th\ bi} - \theta_0$;

$\theta_{th\ bi}$ – nhiệt độ của thiết bị điện;

θ_0 – nhiệt độ của môi trường xung quanh;

q – nhiệt lượng toả ra trên một đơn vị diện tích bề mặt, $W/mm^2.^{\circ}C$

F – diện tích bề mặt tiếp xúc, mm^2 .

Chia 2 vế của biểu thức (2.1) cho dt ta được phương trình vi phân:

$$\Delta P = cG \frac{d\theta}{dt} + qF\theta \quad (2.2)$$

Nếu coi các đại lượng c , q là không đổi thì phương trình vi phân này có nghiệm:

$$\theta = Ae^{kt} + B \quad (2.3)$$

trong đó:

A , B là các hằng số, xác định theo các điều kiện ban đầu;

k – là nghiệm của phương trình đặc trưng: $cGk + qF = 0$:

$$k = -\frac{qF}{cG} \quad (2.4)$$

Tức là: $\theta = A e^{-\frac{qF}{cG}t} + B$;

Gọi T là hằng số thời gian đốt nóng:

$$T = \frac{cG}{qF}$$

ta có:

$$\theta = A e^{-\frac{t}{T}} + B; \quad (2.5)$$

ở thời điểm ban đầu khi $t = 0$ thì nhiệt độ của thiết bị và môi trường xung quanh bằng nhau, tức là độ chênh lệch nhiệt độ giữa thiết bị và môi trường xung quanh bằng không $\theta = 0$, lúc đó:

$$0 = A + B \text{ suy ra } A = -B$$

ở thời điểm $t = \infty$ thì θ đạt đến giá trị xác lập $\theta = \theta_{\infty}$

$$\theta_{\infty} = A e^{-\frac{\infty}{T}} + B = 0 + B \text{ hay } B = \theta_{\infty}$$

Thay các giá trị A và B vào biểu thức (2.5) ta có:

$$\theta = \theta_{\infty} (1 - e^{-\frac{t}{T}}) \quad (2.6)$$

Nhiệt độ của thiết bị tại thời điểm t bất kỳ có thể xác định theo biểu thức:

$$\theta_t = \theta_{\infty} (1 - e^{-\frac{t}{T}}) + \theta_0 \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (2.7)$$

Biểu thức (2.7) cho phép phân tích động học biến đổi của nhiệt độ trong thiết bị điện. Hằng số thời gian đốt nóng T của các thiết bị điện hoàn toàn có thể xác định phụ thuộc vào công suất định mức và phương thức làm mát của chúng. Đối với các loại máy biến áp, thường giá trị hằng số thời gian đốt nóng T này dao động trong khoảng (2,5÷3,5) giờ (xem bảng 2.1). Hằng số thời gian đốt nóng của các cuộn dây, theo sự tương quan về khối lượng, có thể nằm trong khoảng 4÷7 phút, vì nhiệt dung của các cuộn dây khá cao và bản thân chúng nằm trong môi trường làm mát tốt là dầu. Giá trị hằng số thời gian đốt nóng máy phát có thể lấy gần bằng các trị số cho trong bảng 2.2.

Bảng 2.1. Hằng số thời gian đốt nóng của một số loại máy biến áp

TT	Công suất, MVA	Hệ thống làm mát	T, giờ
1	0,001÷1	dầu (TM)	2,5
2	1÷6,3	dầu (TM)	3,5
3	6,3÷32	dầu + quạt (TM)	2,5
4	32÷63	dầu + quạt (TMĐ)	3,5
5	100÷125	cường bức dầu và không khí (TMĐ4)	2,5
6	> 125	cường bức dầu và không khí (TMĐ4)	3,5

Bảng 2.2. Hằng số thời gian đốt nóng máy phát

Công suất định mức máy phát, MW	T - Hằng số thời gian đốt nóng máy phát, phút			
	Cuộn dây rotor làm mát trực tiếp bằng khí hydro		Cuộn dây stator mát trực tiếp bằng nước	
	Cực đại	Trung bình	Cực đại	Trung bình
30	5,9	4,4	0,6	0,3
150	3,2	2,5	1,5	0,8
200	2,6	2,0	1,7	0,9
300	2,4	1,9	1,9	1
500	2,9	2,3	2,9	1,5

2.3. Tuổi thọ của thiết bị điện

Tuổi thọ của thiết bị là thời gian kể từ khi thiết bị bắt đầu được đưa vào vận hành cho đến khi bị đào thải. Căn cứ vào nguyên nhân bị đào thải phân biệt các dạng tuổi thọ:

-**Tuổi thọ vật lý** là thời gian tính từ khi công trình bắt đầu sử dụng đến khi thiết bị không thể đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật.

-**Tuổi thọ công nghệ** là thời gian tính từ khi công trình bắt đầu được sử dụng đến khi công nghệ bị lạc hậu so với các công nghệ mới.

-**Tuổi thọ sản phẩm** là thời gian tính từ khi bắt đầu dự án đến khi sản phẩm làm ra không còn được chấp nhận nữa.

Tuổi thọ kinh tế là giá trị nhỏ nhất trong ba loại tuổi thọ trên.

* Tuổi thọ định mức là thời hạn làm việc của thiết bị được ấn định bởi nhà chế tạo với điều kiện là thiết bị làm việc ở chế độ định mức trong các điều kiện tiêu chuẩn.

Tuổi thọ của các thiết bị phụ thuộc chủ yếu vào chế độ nhiệt của chúng. Trong quá trình làm việc các vật liệu cách điện bị già hoá do tác động của nhiệt độ, độ ẩm, tác dụng hoá học vv.. Quá trình già hoá của thiết bị thực chất là quá trình suy giảm đặc tính cách điện do sự biến đổi hoá chất xảy ra trong cách điện dưới sự tác động của các yếu tố khác nhau trong quá trình vận hành, đặc biệt là sự tác động của nhiệt độ. Các dao động lớn về nhiệt có thể làm lỏng các kẹp, chêm cuộn dây máy biến áp, làm tăng nguy cơ sự cố nội bộ của cuộn dây. Một khi cuộn dây không được giữ chặt thì sẽ có nguy cơ bị rung ở tần số làm việc hoặc bị dịch chuyển do đó có thể sẽ gây phương hại đến cách điện, làm tăng hao mòn vật liệu cách điện, giảm chất lượng điện môi, kết quả là làm giảm tuổi thọ của thiết bị. Các dao động

nhệt vượt quá mức của nhiệt độ vận hành theo chu kỳ sẽ gây ra hiện tượng giảm tuổi thọ tích lũy lặp lại, do đó làm giảm tuổi thọ chung của thiết bị.

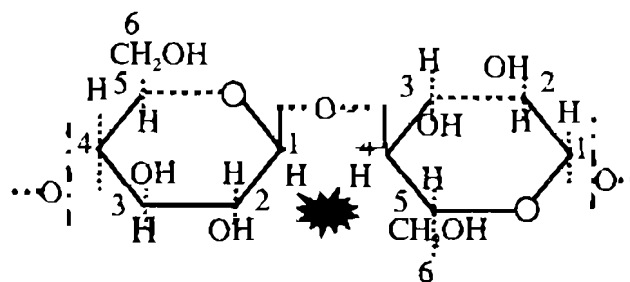
2.3.1. Sự lão hoá của cách điện

Các loại cách điện dùng trong máy biến áp, ngoài dầu còn có các loại cách điện ở thể rắn như giấy được làm từ glucose. Sự lão hoá cách điện phụ thuộc vào nhiệt độ, hàm lượng hơi nước, hàm lượng oxy và hàm lượng axit. Thước đo của sự lão hoá cách điện có chứa các phân tử cellulose là độ khử trùng hợp (depolymerization) hay còn gọi là độ khử polyme hoá (D_p). Nó được biểu thị bởi số vòng glucose kết hợp bên trong cellulose. Ở trạng thái chưa bị bão hoà, trị số D_p của cellulose có giá trị trong khoảng 1200, dưới sự tác động của các tác nhân như nhiệt độ, oxy hoá, thủy phân giá trị này bị giảm dần theo thời gian.

a). Sự lão hoá vì nhiệt

Nhiệt là tác nhân lớn làm thúc đẩy các phản ứng hoá học, làm tăng cường quá trình khử polyme hoá, phá vỡ sự liên kết của các phân tử cellulose, quá trình này bắt đầu ở nhiệt độ làm việc của thiết bị. Sự tác động nhiệt đối với sự liên kết của phân tử cellulose được thể hiện trên hình 2.1. Các sản phẩm già hoá điển hình là glucose tự do, nước, cacbonmonoxide và cacbondioxide.

Hình 2.1. Tác động của nhiệt đối với sự liên kết của phân tử cellulose.

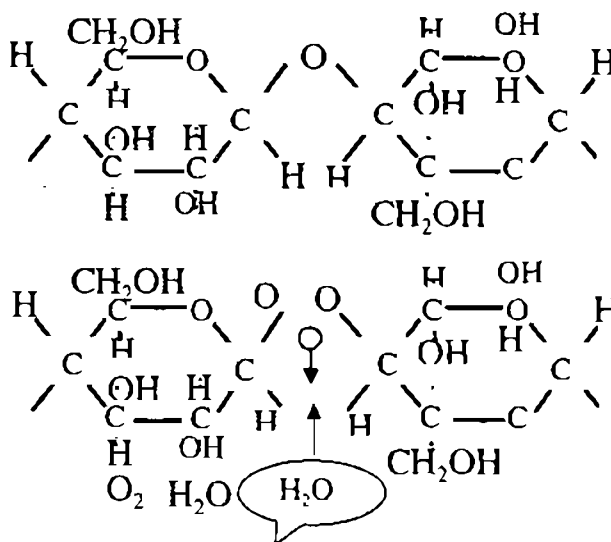


Quá trình oxy hoá dẫn đến sự tách các vòng glucose và hình thành acid, ketone và phenol. Quá trình này diễn ra một cách từ từ, khi nhiệt độ càng cao thì quá trình phân tách các vòng glucose diễn ra càng nhanh.

b). Sự lão hoá thủy phân

Nước cũng là mối đe dọa đáng sợ đối với độ bền của cách điện, sự có mặt của nước sẽ đẩy nhanh quá trình khử trùng hợp. Quá trình khử trùng hợp mà có sự tham gia của nước được gọi là quá trình khử polyme hoá thủy phân. Các phân tử H_2O luôn hướng tới sự lôi kéo các phân tử oxy tham gia vào phản ứng oxy hoá, làm phá vỡ các cầu oxy nối giữa các phân tử glucose (hình 2.2), do đó làm cho các liên kết giữa các phân tử cellulose bị phá hủy, làm cho số lượng D_p bị giảm. Quá trình lão hoá cách điện tỷ lệ thuận với hàm lượng nước. Nước có thể tồn tại dưới nhiều dạng khác nhau trong máy biến áp, trong đó có 3 dạng cơ bản là:

- Nước không phân huỷ, đó là dạng hydro gắn với các cellulose hydro carbon mà ở đó có hình thành dầu;
- Nước ở dạng nhũ tương, đó là hiện tượng do quá trình bão hoà nhưng chưa hoàn toàn tách biệt khỏi dầu.
- Nước tù là hiện tượng bão hoà nhưng chưa ở mức tích tụ đủ tạo thành giọt và tách khỏi dầu.



Hình 2.2. Tác động của nước đối với sự liên kết của các phân tử cellulose.

Sự thủy phân hoá cách điện diễn ra rất mãnh liệt khi có sự kết hợp của nhiệt độ cao. Trên thực tế nước và lửa (tức là nhiệt) là hai kẻ thù của nhau, nhưng ở đây chúng lại cùng đồng hành trong việc huỷ hoại cách điện.

2.3.2. Độ bền cơ học và giới hạn đào thải cách điện

Độ bền cơ học được xác định bởi độ dài của các phân tử cellulose. Khi giá trị D_p của cách điện giảm thì độ bền cơ học của chúng cũng sẽ bị giảm. Ví dụ giấy cách điện Kraft trong tình trạng mới có độ khur trùng hợp D_p là 1000÷1200 ứng với độ bền cơ học khoảng $\sigma = 100 \div 115$ Nm/g. Độ bền này sẽ giảm khi độ D_p giảm, đặc biệt σ giảm rất nhanh khi $D_p < 500$. Sự phụ thuộc giữa độ bền cơ học vào độ D_p của cách điện được thể hiện trong bảng 2.3.

Bảng 2.3. Sự phụ thuộc của độ bền cơ học vào độ Dp của cách điện

σ , Nm/g	0	5	50	80	100	110	115
D _p	0	10	250	500	750	1000	1250

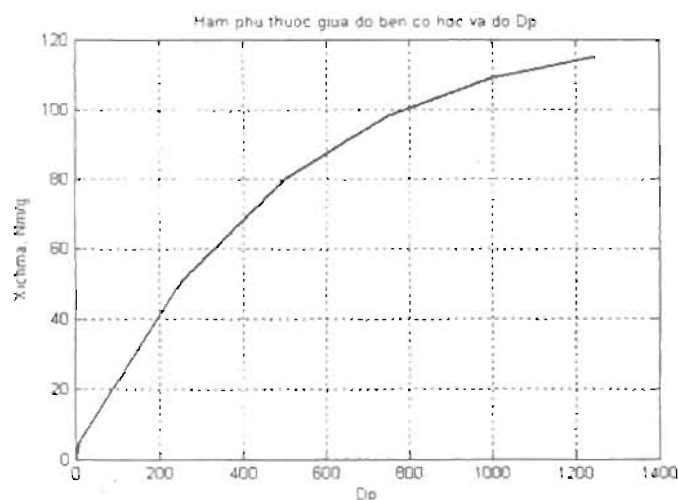
Trong quá trình làm việc dưới sự tác động của các yếu tố trên cho đến một thời điểm giới hạn mà hệ thống không còn có thể chấp nhận được và cách điện không còn có thể đảm bảo được tính năng cần thiết, tức là khi cách điện không còn tác dụng thì sẽ dẫn đến sự đào thải thiết bị. Theo định luật Arrhenius về phản ứng hoá học thì thời gian đạt đến điểm giới hạn của cách điện được biểu diễn bởi công thức:

$$N = e^{-p\theta}$$

N – tuổi thọ của thiết bị, năm;

p – hằng số;

θ - nhiệt độ, °C.



Hình 2.3. Sự phụ thuộc của độ bền cơ học vào độ Dp của cách điện.

Tuy nhiên không có tiêu chí đơn giản nào có thể áp dụng cho việc định lượng tuổi thọ còn lại của cách điện mà chỉ có thể đưa ra những so sánh dựa vào độ lão hoá của cách điện, mà được xác định theo biểu thức Montisinger:

$$M = A_0 e^{p\theta}$$

M - độ lão hoá cách điện;

A₀ - hằng số, phụ thuộc vào tính chất của cách điện.

Hằng số A₀ phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như thành phần nguyên liệu thô, chất phụ gia hoá học của cách điện và các tham số của môi trường như hàm lượng ẩm, Oxy tự do trong môi trường vv. Hệ số thay đổi nhiệt độ p có thể được coi là hằng số trong khoảng nhiệt độ xác định chẳng hạn trong khoảng 80÷140⁰C. Giá trị này được xác định ứng với độ lão hoá tăng 2 lần cho mỗi khoảng tăng nhiệt là 6⁰C.

Với các máy biến áp được chế tạo theo tiêu chuẩn IEC 76 (giấy cách điện không được nâng cấp), độ lão hoá nhiệt tương đối được lấy bằng 1 ứng với nhiệt độ tại điểm nóng nhất là 98⁰C, ở nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là 20⁰C độ lão hoá nhiệt tương đối được xác định theo biểu thức:

$$m_r = \frac{M_{\theta_M}}{M_{98}} = 2^{\frac{\theta_M - 98}{6}}$$

trong đó:

m_r - độ lão hoá tương đối;

θ_M- nhiệt độ điểm nóng nhất;

M_{θM}- độ lão hoá ở nhiệt độ nóng nhất;

M₉₈- độ lão hoá ở nhiệt độ 98⁰C.

Sự phụ thuộc của độ lão hoá tương đối vào nhiệt độ đốt nóng được thể hiện trong bảng 2.4. và hình 2.4.

Bảng 2.4. Sự phụ thuộc của độ lão hoá tương đối vào nhiệt độ đốt nóng

m _r	0,125	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	8,0	16,0	32	64	128
θ _M , ⁰ C	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140

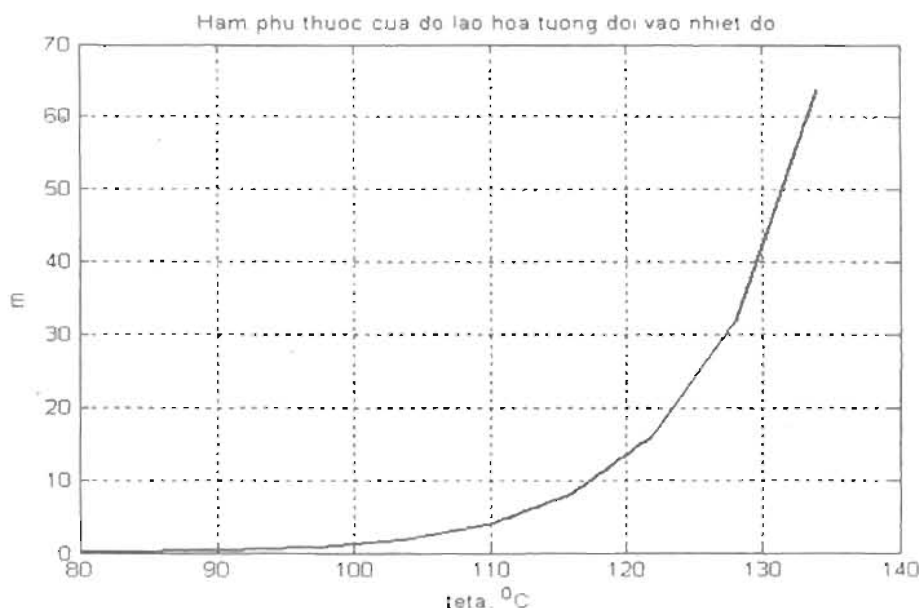
Phân tích biểu đồ hình 2.4 ta thấy khi nhiệt độ đốt nóng lớn hơn 100⁰C thì độ lão hoá tương đối tăng rất nhanh. Điều đó cho thấy tuổi thọ của thiết bị giảm nhanh khi phải làm việc ở nhiệt độ cao.

Nếu nhiệt độ môi trường không đổi thì sau một thời gian làm việc t tồn thất tương đối của tuổi thọ được xác định theo biểu thức:

$$\Delta N = m \cdot t$$

Tổng tổn thất tuổi thọ tương đối trong khoảng thời gian làm việc khi chế độ nhiệt thay đổi được xác định:

$$\Delta N_{\Sigma} = \sum m_i \cdot t_i = \int m \cdot (t) dt$$



Hình 2.4. Hàm phụ thuộc giữa độ lão hoá tương đối vào nhiệt độ.

2.3.3. Ảnh hưởng của chế độ mang tải đối với tuổi thọ của thiết bị

Như đã biết, tuổi thọ của thiết bị phụ thuộc vào nhiệt độ đốt nóng thiết bị, về phần mình, nhiệt độ đốt nóng lại phụ thuộc vào chế độ mang tải. Nếu thiết bị làm việc với phụ tải định mức thì nhiệt độ được giữ trong giới hạn cho phép ứng với các loại cách điện, thiết bị sẽ làm việc bình thường với tuổi thọ định mức N_n . Nếu thiết bị làm việc quá tải, tức là khi hệ số mang tải $k_{mt} > 1$, thì nhiệt độ sẽ có thể vượt quá giới hạn cho phép, khi đó thiết bị sẽ bị giảm tuổi thọ phụ thuộc vào mức vượt quá nhiều hay ít. Khi nhiệt độ thay đổi đột ngột thì ảnh hưởng sẽ lớn hơn so với trường hợp tăng từ từ. Tuổi thọ trung bình của cách điện N phụ thuộc vào nhiệt độ của môi trường xung quanh và hệ số mang tải có thể biểu thị dưới dạng biểu thức sau:

$$N = N_n 2^{\frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha}} = N_n \cdot L, \text{ năm} \quad (2.8)$$

trong đó:

N_n - tuổi thọ định mức thiết bị, năm;

α - hệ số, phụ thuộc vào vật liệu, thường có giá trị trong khoảng 6÷12;

θ_{cp} - nhiệt độ cho phép (nhiệt độ giới hạn của thiết bị điện), °C.

θ_{tb} - nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh, °C;

k_{mt} - hệ số mang tải của thiết bị;

L - hệ số chế độ nhiệt, phụ thuộc vào hệ số mang tải của thiết bị.

$$L = 2 \frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha} \quad (2.9)$$

Phân tích biểu thức (2.8) ta thấy nếu thiết bị làm việc non tải thì tuổi thọ có thể được kéo dài, còn nếu làm việc quá tải thì tuổi thọ sẽ bị giảm, có nghĩa là tuổi thọ của thiết bị điện là một đại lượng biến thiên phụ thuộc vào chế độ làm việc và điều kiện làm mát. Khả năng làm việc quá tải của thiết bị không chỉ phụ thuộc vào hệ số quá tải, mà còn phụ thuộc vào chế độ mang tải trước đó.

Thời gian phục vụ ở chế độ thứ i ứng với hệ số mang tải k_{mt} , khi quy đổi về chế độ làm việc định mức sẽ có giá trị:

$$t_{qdi} = \frac{t_i}{L_i} \quad (2.10)$$

t_i - thời gian làm việc thực tế ở chế độ thứ i trong ngày, h.

Thời gian dự trữ t_{dt} do thiết bị làm việc non tải được xác định theo biểu thức:

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^m t_{qdi}, \text{ h} \quad (2.11)$$

m - số lần thay đổi chế độ làm việc trong ngày, h.

Thời gian làm việc quá tải cho phép của thiết bị t_{qt} được xác định theo biểu thức:

$$t_{qt} = t_{dt} \cdot L_{qt} \quad (2.12)$$

Như vậy, nếu trong quá trình vận hành thiết bị làm việc với phụ tải thấp hơn giá trị định mức, thì chúng có thể làm việc quá tải trong một khoảng thời gian nhất định mà không làm ảnh hưởng đến tuổi thọ định mức ấn định bởi các nhà chế tạo.

2.4. Chế độ nhiệt của máy biến áp

2.4.1. Chế độ nhiệt xác lập của máy biến áp

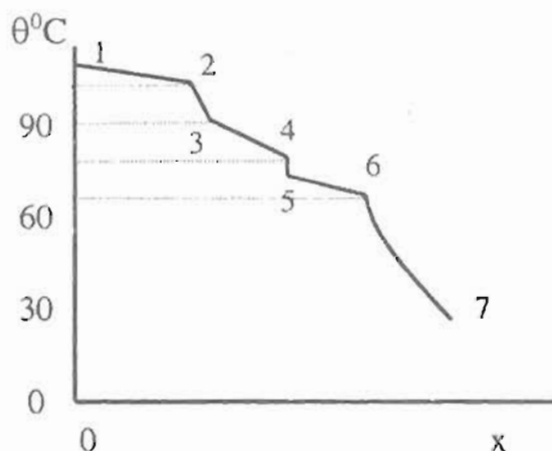
Ở chế độ xác lập, khi máy biến áp làm việc bình thường, nhiệt độ của máy đạt đến một giá trị ổn định. Lúc này toàn bộ lượng nhiệt do máy sinh ra sẽ được toả ra môi trường

xung quanh nhờ quá trình trao đổi nhiệt với sự trợ giúp của hệ thống làm mát. Với các tham số định mức máy biến áp có thể làm việc bình thường trong khoảng thời gian 25÷30 năm, nếu điều kiện làm mát của môi trường đảm bảo đúng trong giới hạn giá trị cho phép, tức là nếu nhiệt độ trung bình và nhiệt độ cực đại của môi trường nằm trong giới hạn xác định.

Độ đốt nóng của máy biến áp đang vận hành được kiểm tra theo nhiệt độ lớp dầu trên bằng nhiệt kế. Nhiệt độ lớn nhất của lớp dầu trên cùng không được vượt quá giá trị cho phép θ_{cp} (xem bảng 2.3). Thêm vào đó, điện áp phía sơ cấp không được vượt quá 5% so với giá trị định mức. Trong quá trình làm việc, nếu nhiệt độ của các cuộn dây tăng, thì tuổi thọ của máy sẽ bị giảm. Thực nghiệm cho thấy nếu nhiệt độ của máy biến áp không vượt quá giá trị cho phép khi máy làm việc liên tục 24 tiếng mỗi ngày thì tuổi thọ của máy sẽ đạt giá trị định mức. Nếu nhiệt độ của máy tăng lên thì tuổi thọ sẽ bị giảm xuống và nếu nhiệt độ giảm thì tuổi thọ sẽ tăng.

Hình 2.5. Sự phân bố nhiệt độ trong máy biến áp:

- 1-2: trong cuộn dây;
- 2-3: ở bề mặt tiếp xúc giữa dầu và cuộn dây;
- 3-4: trong dầu;
- 4-5: giữa dầu và thùng;
- 5-6: ở thùng máy biến áp;
- 6-7: tiếp xúc với môi trường xung quanh.



Sự phân bố nhiệt độ trong máy biến áp có thể biểu thị trên hình 2.5. Điểm nóng nhất của máy biến áp là cuộn dây và sẽ giảm dần đến bề mặt tiếp xúc với môi trường xung quanh. Kết quả phân tích biểu đồ phân bố nhiệt độ máy biến áp cho thấy sự giảm nhiệt độ trong cuộn dây chỉ khoảng vài ba độ, trong khi đó sự giảm nhiệt ở điểm tiếp xúc với môi trường xung quanh chiếm tới 60 % tổng nhiệt giáng của máy biến áp. Sự phân bố nhiệt độ cũng thay đổi theo chiều cao máy biến áp, nhiệt độ ở lớp dầu trên cùng có giá trị cao nhất. Để thuận tiện cho việc theo dõi chế độ làm việc của máy biến áp trong quá trình vận hành, nhiệt độ kiểm tra không phải là nhiệt độ của cuộn dây mà là nhiệt độ dầu lớp trên cùng.

Sự thay đổi của nhiệt độ máy biến áp phụ thuộc vào sự thay đổi của phụ tải. Như đã biết, hao tổn công suất trong máy biến áp gồm 2 thành phần: hao tổn không tải và hao tổn ngắn mạch. Thành phần thứ nhất có giá trị cố định không phụ thuộc vào sự mang tải của máy biến áp, còn thành phần thứ 2 tỷ lệ với bình phương hệ số mang tải:

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_k k_{mi}^2; \quad (2.13)$$

trong đó:

$$k_{mi} = \frac{S}{S_n} - \text{hệ số mang tải của máy biến áp;}$$

S - phụ tải của máy biến áp;

S_n - công suất định mức của máy biến áp;

$\Delta P_0, \Delta P_k$ - hao tổn không tải và hao tổn ngắn mạch của máy biến áp.

Nếu ký hiệu $b = \frac{\Delta P_k}{\Delta P_0}$ thì ta có thể biểu thị độ tăng nhiệt độ của lớp dầu trên cùng so với nhiệt độ của môi trường làm mát phụ thuộc vào hệ số mang tải và điều kiện làm mát như sau:

$$\theta_d = \theta_{dn} \left(\frac{1 + b \cdot k_{mi}^2}{1 + b} \right)^m \quad (2.14)$$

θ_{dn} - độ tăng nhiệt độ dầu khi phụ tải định mức, trong tính toán có thể lấy bằng;

$$\theta_{dn} = \theta_{cp} - \theta_{tb}$$

θ_{cp} - nhiệt độ cho phép của máy biến áp, phụ thuộc vào chế độ làm mát (bảng 2.3);

θ_{tb} - nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh;

m - chỉ số phụ thuộc vào điều kiện làm mát của máy biến áp.

Bảng 2.5. Giá trị của chỉ số m và nhiệt độ cho phép θ_{cp} phụ thuộc vào phương thức làm mát máy biến áp

Hệ thống làm mát	M	Д	ДЧ	Ч
m	0,8	0,9	1	1
$\theta_{cp}, ^\circ\text{C}$	95	95	75	70

trong đó:

M - hệ thống làm mát bằng đối lưu của dầu biến áp;

Д - hệ thống làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt;

Ч - hệ thống làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước;

ДЧ - hệ thống làm mát bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí.

Độ tăng nhiệt θ của máy biến áp tỷ lệ thuận với hao tổn công suất trong máy và tỷ lệ nghịch với hệ số truyền nhiệt và diện tích bề mặt toả nhiệt, mối quan hệ này có thể biểu thị bởi công thức:

$$\theta = \frac{\Delta P}{q.F} \quad (2.15)$$

trong đó:

q - hệ số truyền nhiệt;

F - diện tích bề mặt toả nhiệt của máy biến áp, m^2 .

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ của dầu có thể xác định gần đúng theo biểu thức:

$$\Delta\theta_{cd} = \Delta\theta_{cdn}(k_{mt})^{2m} \quad (2.16)$$

$\Delta\theta_{cdn}$ - độ tăng nhiệt độ của cuộn dây tại điểm nóng nhất so với nhiệt độ lớp dầu trên cùng khi phụ tải định mức (thường có giá trị bằng 20÷30% tổng độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ không khí);

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây tại điểm nóng nhất sẽ là:

$$\theta_{cd} = \theta_d + \Delta\theta_{cd} \quad (2.17)$$

Trong quá trình vận hành, chế độ nhiệt của máy biến áp cần phải được giám sát chặt chẽ để đảm bảo nhiệt độ của lớp dầu trên cùng không vượt quá giá trị cho phép ghi trong bảng 2.5, nếu nhà sản xuất không đưa ra tham số khác. Trong trường hợp với phụ tải định mức mà nhiệt độ dầu vượt quá trị số cho phép thì cần phải xem xét, kiểm tra sự làm việc bình thường của hệ thống làm mát, hoặc sự xuất hiện sự cố trong bản thân máy biến áp. Nếu về mùa hè nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh vượt quá giá trị quy định của nhà sản xuất thì cần phải áp dụng các biện pháp tăng cường cho hệ thống làm mát.

2.4.2. Chế độ nhiệt không xác lập của máy biến áp

Trong quá trình vận hành máy biến áp, phụ tải luôn luôn thay đổi và dĩ nhiên hao tổn công suất cũng thay đổi, dẫn đến sự tăng nhiệt độ cũng sẽ thay đổi. Sự quá tải của máy biến áp chỉ cho phép trong thời gian mà nhiệt độ tăng từ giá trị xác lập ở chế độ bình thường đến giá trị giới hạn cho phép. Ta xét chế độ nhiệt của máy biến áp với các dạng đồ thị phụ tải khác nhau:

1. Đồ thị phụ tải 2 nấc

Xét máy biến áp làm việc với biểu đồ phụ tải gồm 2 nấc (hình 2.6.a). Giả sử máy biến áp chưa đầy tải, tức là ở trạng thái ban đầu hệ số mang tải $k_{mt} = k_0 < 1$, độ tăng nhiệt độ

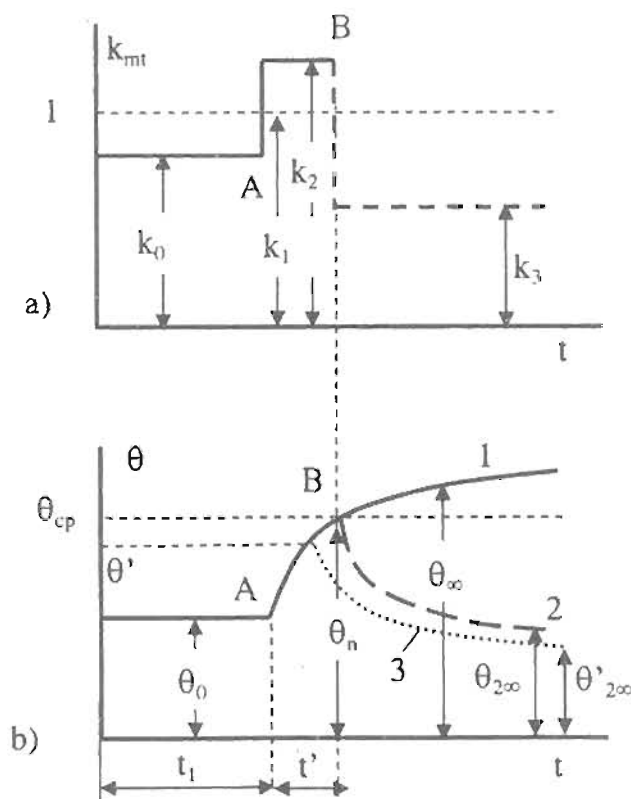
tương ứng là θ_0 , tại điểm A phụ tải bắt đầu tăng quá công suất định mức của máy biến áp và giữ giá trị cố định với hệ số mang tải $k_2 > 1$, độ tăng nhiệt độ tương ứng là θ_∞

Nếu nhiệt độ θ_∞ lớn hơn giá trị ở chế độ phụ tải định mức θ_n , thì sẽ có nguy cơ làm giảm tuổi thọ, thậm chí có thể gây ra sự cố trong máy, bởi vậy máy biến áp cần phải được giảm tải sau một khoảng thời gian cho phép t_{cp} . Thời gian cho phép quá tải t_{cp} có thể được xác định bằng phương pháp giải tích trên cơ sở biểu thức (2.7). Chú ý tới mối quan hệ:

$$\frac{\theta_0}{\theta_n} = \frac{\Delta P}{\Delta P_n} = \frac{I^2}{I_n^2} = k_{mt}^2$$

Từ đó độ tăng nhiệt độ tương ứng có thể biểu thị:

$$\theta_0 = \theta_n k_0^2 \text{ và } \theta_\infty = \theta_n k_2^2 \quad (2.18)$$



Hình 2.6. Đồ thị phụ tải 2 cấp của máy biến áp (a) và độ tăng nhiệt độ của máy biến áp so với nhiệt độ của môi trường làm mát (b);

- 1- đường cong tăng nhiệt độ khi phụ tải tăng tại điểm A;
- 2- đường cong tăng nhiệt độ khi phụ tải giảm tại điểm B.

Thay các giá trị tương ứng vào phương trình (2.7), lấy loga 2 vế và sau một vài biến đổi đơn giản ta được biểu thức cho phép xác định thời gian quá tải cho phép:

$$t_{\text{cp}} = T \ln \frac{k_2^2 - k_0^2}{k_2^2 - 1} \quad (2.19)$$

Nếu máy biến áp không được giảm tải thì nhiệt độ của nó sẽ tiếp tục tăng và khi $t = 4,6T$ thì sẽ đạt gần giá trị xác lập với $\theta = \theta_{\infty}$ (đường cong 1 hình 2.6.b). Nếu tại điểm B máy được giảm tải với $k_3 < 1$, thì nhiệt độ sẽ giảm ứng với đường cong 2 hình 2.6.b. Chế độ xác lập mới được thiết lập với $\theta = \theta_{2\infty}$.

Nếu thời gian quá tải không đủ lớn, thì nhiệt độ sẽ không tăng đến giá trị xác lập θ_{∞} , mà chỉ đến giá trị θ' ứng với điểm cuối của bậc thang thứ 2 và khi phụ tải giảm thì nhiệt độ xác lập lúc này sẽ chỉ đạt giá trị $\theta'_{2\infty}$ chứ không phải là $\theta_{2\infty}$ như trường hợp đầu.

2. Đồ thị phụ tải nhiều nấc

Giả sử máy biến áp làm việc với phụ tải thay đổi nhiều nấc trong ngày (hình 2.7.a), hệ số mang tải của các nấc là $k_1, k_2, \dots, k_n$. Nhiệt độ xác lập tại điểm cuối của các nấc tương ứng ký hiệu là $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_x \dots, \theta_n$ (hình 2.7.b).

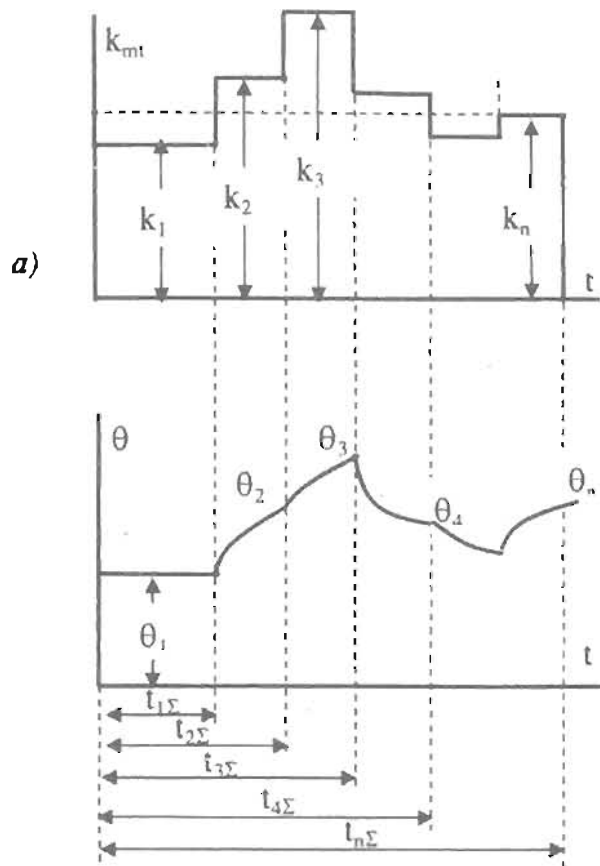
Trước hết ta chọn một thời điểm tùy ý làm gốc và xác định độ tăng nhiệt độ ban đầu θ_0 theo biểu thức:

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \theta_{di} \left(e^{\frac{t_{ix}}{T}} - e^{\frac{t_{i+1}-t_{ix}}{T}} \right)}{e^{\frac{t_{nx}}{T}} - 1}$$

trong đó:

- θ_{di} - độ tăng nhiệt độ ở trạng thái xác lập ứng với hệ số mang tải k_i , xác định theo biểu thức (2.13);
- t_{ix} - khoảng thời gian tính từ thời điểm được chọn làm gốc đến nấc thứ i ;
- n - số bậc thang của đồ thị phụ tải.

Đặt: $D_i = e^{\frac{t_{ix}}{T}}$ ta có:



Hình 2.7. Đồ thị phụ tải nhiều cấp của trạm biến áp (a) và độ tăng nhiệt độ của máy biến áp so với nhiệt độ của môi trường làm mát (b):

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \theta_{di} (D_i - D_{i-1})}{D_n - 1} \quad (2.20)$$

Độ tăng nhiệt độ cuối cùng của nấc thứ x nào đó được xác định theo biểu thức:

$$\theta_x = \frac{\theta_0 + \sum_{i=1}^x \theta_{di} (D_i - D_{i-1})}{D_x - 1} \quad (2.21)$$

Nhiệt độ thực tế của lớp dầu trên cùng ứng với nấc phụ tải thứ x:

$$\theta_{dx}^r = \theta_x + \theta_{tb}$$

Nhiệt độ thực tế của cuộn dây ứng với nấc phụ tải thứ x:

$$\theta_{cdx} = \theta_{dx}^r + \Delta\theta_{cd}$$

$\Delta\theta_{cd}$ - độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ của dầu, xác định theo biểu thức (2.16). Trên cơ sở biểu thức (2.21) có thể xác định biểu đồ nhiệt độ của máy biến áp phụ thuộc vào chế độ mang tải và sự thay đổi của nhiệt độ môi trường (xem ví dụ 2.3).

2.5. Chế độ nhiệt của máy phát điện

Quá trình nhiệt ở máy phát phức tạp hơn rất nhiều so với ở máy biến áp, nên chỉ có thể xác định một cách gần đúng theo phương trình cân bằng nhiệt (2.1) bằng cách thay các phần tử cấu trúc thực tế bởi vật thể rắn lý tưởng. Thực chất thì cả máy biến áp và máy phát đều không phải là những vật thể đồng nhất, do đó sự truyền nhiệt trong chúng không hoàn toàn tỷ lệ một cách đơn thuần với nhiệt độ như ta đã xét trong phương trình (2.1) này.

Sự thay đổi chế độ nhiệt của các phần tử cấu trúc máy phát có thể diễn ra do sự thay đổi các điều kiện dẫn nhiệt và điều kiện làm mát. Tổn thất điện năng trong máy phát bao gồm tổn thất điện từ và tổn thất cơ. Tổn thất điện từ gồm có các thành phần trong lõi thép và trong các cuộn dây của stator và rotor, chúng phụ thuộc vào phụ tải. Tổn thất cơ có liên quan với hiện tượng ma sát diễn ra trong máy (ma sát giữa trục và ổ bi, giữa rotor và môi chất làm mát vv...) Sự làm mát máy phát phụ thuộc vào tính chất của môi chất dẫn nhiệt và cường độ toả nhiệt ra môi trường xung quanh. Các tham số của môi chất làm mát như áp suất khí hydro, nhiệt độ và lưu lượng nước qua bộ trao đổi nhiệt, hệ số truyền nhiệt vv... có ảnh hưởng rất lớn đến độ tăng nhiệt của máy phát. Tuy nhiên, bất chấp những phức tạp vừa nêu, với sự trợ giúp của biểu thức (2.7) chúng ta vẫn có thể xác định được phụ tải cho phép lâu dài của máy phát ứng với các điều kiện làm mát cụ thể với sai số có thể chấp nhận.

Nhiệm vụ của nhân viên vận hành là giữ cho nhiệt độ của các phần tử nóng nhất không vượt quá trị số cho phép ở bất kỳ chế độ làm việc nào. Điều đó hết sức quan trọng vì máy phát có quán tính nhiệt rất thấp. Phụ tải cho phép lâu dài của máy phát phụ thuộc vào các tham số cấu trúc được giao cho nhân viên trực dưới dạng bảng biểu và biểu đồ sau khi tiến hành các thử nghiệm.

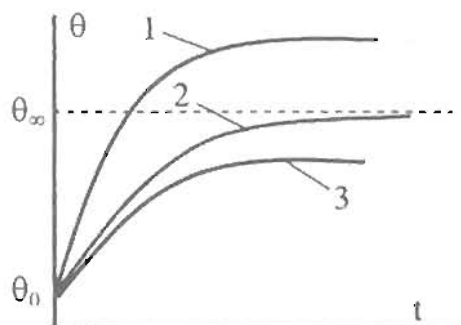
2.6. Chế độ nhiệt của động cơ điện

Sự đốt nóng và chế độ nhiệt của động cơ là yếu tố quan trọng để xác định giới hạn mang tải của chúng. Cũng như máy phát, sự đốt nóng động cơ xảy ra do tổn thất điện từ và tổn thất cơ. Khi đóng động cơ vào làm việc, nhiệt độ của nó tăng lên cho đến khi đạt đến chế độ cân bằng nhiệt khi tất cả lượng nhiệt do tổn thất gây nên được toả hoàn toàn ra môi trường xung quanh. Khi đó nhiệt độ của động cơ đạt giá trị xác lập. Tuỳ theo mức độ mang tải của động cơ mà thời gian đạt đến nhiệt độ xác lập sẽ nhanh hay chậm. Trên hình 2.8 biểu thị các đặc tính đốt nóng của động cơ phụ thuộc vào mức độ mang tải. Đường cong 1 ứng với chế độ của động cơ khi phụ tải lớn hơn giá trị định mức; Đường cong 2 – ứng với chế độ mang tải định mức và đường cong 3 – ứng với chế độ mang tải thấp hơn giá trị định mức. Như vậy nhiệt độ xác lập của động cơ thay đổi trong phạm vi rộng tuỳ thuộc vào mức độ

mang tải của nó. Giá trị đốt nóng cho phép của động cơ được xác định phụ thuộc vào loại cách điện được dùng trong động cơ.

Hình 2.8. Đặc tính đốt nóng của động cơ điện

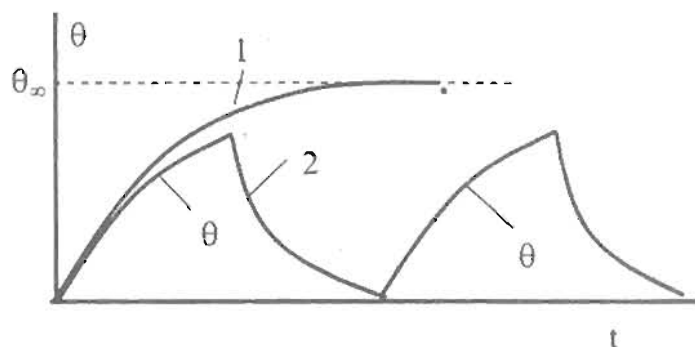
- 1- $P_{dc} > P_n$;
- 2- $P_{dc} = P_n$;
- 3- $P_{dc} < P_n$;



Trong thực tế thường giới hạn của nhiệt độ lớn nhất của động cơ được lấy thấp hơn khoảng 10°C so với nhiệt độ cho phép của loại cách điện được sử dụng cho động cơ (bảng 2.6). Chế độ làm việc của động cơ có ảnh hưởng lớn đến chế độ nhiệt của chúng. Trên hình 2.9. biểu thị đặc tính nhiệt của động cơ phụ thuộc vào chế độ làm việc. Đối với chế độ làm việc ổn định lâu dài, nhiệt độ xác lập được duy trì không đổi (đường 1), đối với chế độ làm việc ngắn hạn lặp lại, nhiệt độ đốt nóng của động cơ sẽ thay đổi theo phụ tải của chúng (đường cong 2).

Hình 2.9. Đặc tính đốt nóng của động cơ điện phụ thuộc vào chế độ làm việc:

- 1- chế độ dài hạn;
- 2- chế độ ngắn hạn lặp lại.



Bảng 2.6. Nhiệt độ cho phép lâu dài θ_{cp} của các loại cách điện

Loại cách điện	Y	A	E	B	F	H	G
$\theta_{cp}^{\circ}\text{C}$	90	105	120	130	155	180	> 180

2.7. Sự đốt nóng tiếp điểm

Các điểm tiếp xúc trong mạch điện là những nơi có nhiệt độ rất cao, vì điện trở quá độ ở đó thường khá lớn. Điện trở quá độ R_{qd} phụ thuộc vào lực ép giữa các điện cực, có thể xác định theo biểu thức:

$$R_{qd} = \frac{\epsilon_{vj}}{F^k} \quad (2.22)$$

trong đó:

ϵ_{vj} – hệ số biểu thị đặc tính của vật liệu và phương pháp xử lý bề mặt tiếp điểm;

F – lực ép;

k – chỉ số, phụ thuộc vào loại tiếp điểm.

Trong quá trình làm việc, điện trở quá độ của tiếp điểm tăng theo nhiệt độ:

$$R_{qd} = R_{qdl} \left[1 + \frac{2}{3} \alpha_R (\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (2.23)$$

θ_1 và θ_2 – nhiệt độ ban đầu và nhiệt độ xác định điện trở R_{qd} ;

R_{qdl} – điện trở ban đầu ứng với nhiệt độ θ_1 ;

α_R – hệ số nhiệt điện trở của vật liệu làm tiếp điểm.

Nhiệt độ lớn nhất của các tiếp điểm trong quá trình vận hành không được vượt quá giá trị cho phép ứng với vật liệu cụ thể.

2.8. Đo nhiệt độ của thiết bị điện

2.8.1. Khí cụ và phương tiện kiểm tra nhiệt độ

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong quá trình vận hành thiết bị điện là kiểm tra chế độ nhiệt của chúng. Thông thường người ta trang bị các phương tiện đo nhiệt độ ngay trên các thiết bị. Tồn tại một số phương pháp và khí cụ đo nhiệt độ sau:

1. Nhiệt kế thủy ngân có độ nhạy rất cao nhưng khi để gần trường điện từ thì sẽ bị sai số lớn, do tác động của dòng điện xoáy.

2. Nhiệt kế áp suất: Trong trường hợp cần truyền tín hiệu đến một khoảng cách chừng vài mét, người ta có thể sử dụng nhiệt kế kiểu áp suất. Thiết bị này gồm một ống đựng ete nối với lò xo của bộ chỉ thị. Khi nhiệt độ thay đổi làm áp suất của hơi ete thay đổi, áp suất này tác động đến bộ chỉ thị có vạch thang hiển thị số đo.

3. Nhiệt kế trường nở là loại nhiệt kế có phần tử được làm bằng vật liệu có tính năng đặc biệt là thay đổi chiều dài khi nhiệt độ thay đổi, do đó sẽ dễ dàng khép tiếp điểm đưa tín hiệu ra khi nhiệt độ đạt giá trị xác định.

4. Cặp nhiệt độ làm việc theo nguyên lý hiệu ứng nhiệt-điện, tức là dựa trên mối quan hệ của suất điện động e với sự chênh lệch nhiệt độ $\Delta\theta$:

$$e = C \cdot \Delta\theta \quad (2.24)$$

trong đó: C – hằng số nhiệt ngẫu nhiên.

Tức là cặp nhiệt độ làm việc theo nguyên lý chuyển tín hiệu nhiệt độ sang tín hiệu điện áp dựa trên hiện tượng tương khuếch tán điện tử tự do của các kim loại khi bị nung nóng. Khi hai dây dẫn với vật liệu khác nhau được gắn tiếp xúc với nhau thì dây nào có điện tử tự do nhiều hơn sẽ khuếch tán sang dây kia vì vậy bản thân nó sẽ mang điện tích dương, còn dây nhận thêm điện tử sẽ mang điện tích âm. Như vậy tại điểm tiếp xúc sẽ xuất hiện một suất điện động có giá trị phụ thuộc vào bản chất của các vật liệu dẫn và nhiệt độ đốt nóng, có nghĩa là suất điện động tỷ lệ với nhiệt độ cần theo dõi. Do có đặc điểm ưu việt là chuyển đổi nhiệt độ sang tín hiệu điện áp, cặp nhiệt độ được áp dụng rất rộng rãi trong sản xuất.

5. Nhiệt điện trở: Thiết bị đo nhiệt điện trở làm việc theo nguyên lý thay đổi của điện trở theo nhiệt độ.

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R_0(1 + \alpha_R \theta_1)}{R_0(1 + \alpha_R \theta_2)} \quad (2.25)$$

trong đó:

R_0 – điện trở ứng với 0°C ;

R_1 và R_2 – điện trở ứng với nhiệt độ θ_1 và θ_2 ;

α_R – hệ số nhiệt điện trở, đối với dây đồng nó có giá trị 0,00425.

Giải phương trình (2.25) ta tìm được

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} \left(\theta_1 + \frac{1}{\alpha_R} \right) - \frac{1}{\alpha_R}; \quad (2.26)$$

Điện trở R_1 và R_2 của các thiết bị (ứng với trạng thái nguội và nóng) có thể xác định bằng phương pháp Von-Ampe. Các loại cảm biến nhiệt điện trở thường được áp dụng nhiều trong công nghiệp là đồng, bạch kim và nhiệt điện trở bán dẫn (được chế tạo từ những oxit kim loại khác nhau như CuO , MnO vv.).

2.8.2. Ý nghĩa của việc đo nhiệt độ

1. Kế hoạch chất tải

Các thông tin chính xác về nhiệt độ và phụ tải của thiết bị cho phép xác định mức độ tăng thêm tải theo kế hoạch. Trên cơ sở phân tích thông tin về nhiệt độ sẽ có thể đánh giá

được tình trạng hiện tại của thiết bị để ra quyết định cần thiết có liên quan đến việc thay thế, bổ sung hoặc san tài cho các thiết bị khác.

2. Đánh giá mức độ sử dụng thiết bị

Giá trị của nhiệt độ đo được ở các thiết bị cho phép ta đánh giá chính xác mức độ sử dụng thiết bị để từ đó đưa ra các quyết định liên quan đến vấn đề quản lý tài sản như việc tăng thêm hoặc giảm bớt phụ tải mà không gây nên những rủi ro trước mắt hoặc lâu dài.

3. Đánh giá tuổi thọ của thiết bị

Nhiệt độ có liên quan trực tiếp đến mức độ lão hoá của cách điện và do đó có ảnh hưởng rất lớn đến tuổi thọ của thiết bị. Do đó các phép đo nhiệt độ sẽ cung cấp những thông tin quan trọng để xác định lượng phần trăm đời sống hữu ích của thiết bị đã được sử dụng.

4. Đảm bảo mức vận hành an toàn thiết bị

Việc giám sát nhiệt độ cho phép cảnh báo trường hợp vận hành không phù hợp và do đó có thể kịp thời ngăn ngừa tình trạng vận hành quá giới hạn cho phép, đảm bảo sự làm việc an toàn và tin cậy cho thiết bị.

Việc đo nhiệt độ thiếu chính xác sẽ dẫn đến hiện tượng vận hành với mức tải không hợp lý của thiết bị, người vận hành sẽ đánh giá sai khả năng vận hành của thiết bị. Nếu nhiệt độ đo được cao hơn giá trị thực tế thì người vận hành sẽ cắt tải quá sớm hoặc để cho thiết bị làm việc với mức tải quá thấp, gây lãng phí thiết bị. Ngược lại, nếu nhiệt độ đo được thấp hơn giá trị thực tế thì có thể sẽ dẫn đến hiện tượng quá nhiệt làm ảnh hưởng đến chế độ làm việc an toàn và làm giảm tuổi thọ thiết bị.

5. Sử dụng hiệu quả hơn các thiết bị làm mát

Các thông tin về nhiệt độ cho phép sử dụng một cách hiệu quả nhất các thiết bị làm mát. Chẳng hạn nếu nhiệt độ thấp thì có thể hạn chế lưu lượng gió của các máy quạt hoặc thậm chí không cần sử dụng chúng. Nếu bơm và quạt làm việc khi không cần thiết sẽ gây tổn kém không chỉ về chi phí điện năng mà cả chi phí bảo trì, thậm chí có thể sẽ phải thay thế hoàn toàn.

2.8.3. Kiểm tra nhiệt độ của các thiết bị

Việc đo nhiệt độ trong các thiết bị điện được thực hiện theo phương thức tự động hoặc đo bằng tay bởi các nhân viên kiểm tra.

* *Nhiệt độ thực tế của máy biến áp* được kiểm tra thông qua nhiệt độ của lớp dầu trên cùng được đo bằng nhiệt kế gắn trên bình giãn nở.

* *Nhiệt độ của các cuộn dây máy phát điện* được kiểm tra bằng phương pháp gián tiếp và được xác định theo biểu thức (2.26) trong đó R_1 và R_2 tương ứng là giá trị điện trở ở trạng

thái nguội và trạng thái nóng của rotor máy phát. Nhiệt độ của các cuộn dây và lõi thép stator, nhiệt độ môi chất làm mát máy phát thường được kiểm tra theo phương pháp đo từ xa với sự trợ giúp của các nhiệt kế. Cùng với việc kiểm tra nhiệt độ máy phát, người ta thường xác định các tham số khác như áp suất, lưu lượng vv. của môi chất làm mát.

* *Nhiệt độ thực tế của ruột cáp* được xác định trên cơ sở nhiệt độ đo được ở vỏ và hiệu chỉnh theo biểu thức:

$$\theta_l = \theta_{v0} + \frac{I^2 \cdot n \rho R_Q}{100 \cdot F} \quad (2.27)$$

trong đó:

θ_l – nhiệt độ của lõi cáp, °C;

θ_{v0} – nhiệt độ đo được ở vỏ cáp, °C;

I – giá trị dòng điện cực đại của cáp, xác định trong quá trình đo nhiệt độ vỏ cáp;

n – số lõi cáp;

ρ – điện trở suất của vật liệu làm lõi cáp, $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$; (bảng 2.7)

R_Q – tổng nhiệt trở của lớp cách điện và các lớp bảo vệ, °C.m/W;

F – tiết diện mặt cắt ngang của lõi cáp, mm^2 .

Bảng 2.7. Điện trở suất của một số vật liệu làm lõi cáp

Dây dẫn	A	AC	Al+Mg và Si	Cu cứng	Cu mềm
$\rho, \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \cdot 10^{-3}$	28,5	29,26	28,92	18,2	17,5

* *Nhiệt độ bên trong của vật liệu cách điện* có thể xác định trên cơ sở nhiệt độ bên ngoài của chúng theo biểu thức:

$$\theta_{tr} = \theta_{ng} + \frac{A}{k_{vng}} \quad (2.28)$$

θ_{ng} – nhiệt độ đo được trên bề mặt cách điện;

A – hằng số, thường lấy giá trị bằng 1,188;

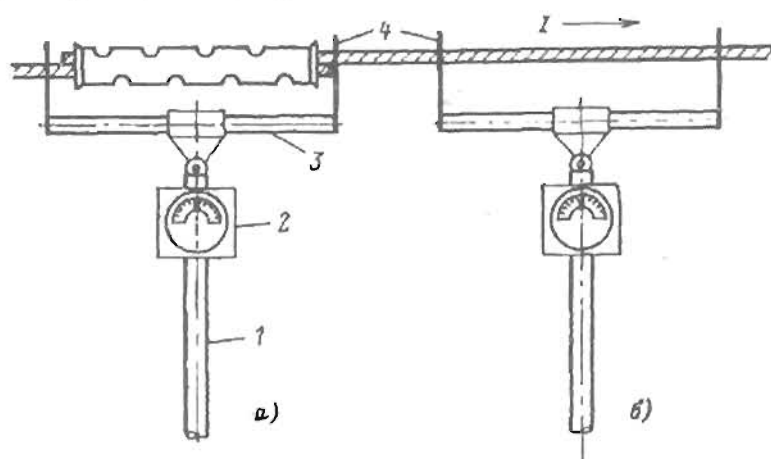
k_{vng} – hệ số phụ thuộc vào loại vật liệu cách điện.

* *Nhiệt độ của các tiếp điểm* thường được kiểm tra bằng cầu đo gắn trên sào cách điện. Khi đo, đầu đo được dí vào tiếp điểm trong khoảng 30÷50 giây. Khi kiểm tra nhiệt độ đốt nóng của các tiếp điểm người ta có thể áp dụng bộ chỉ tín hiệu nhiệt độ dạng băng nhiệt. Trong

khoảng nhiệt độ từ $70 \div 100^{\circ}\text{C}$ bằng nhiệt sẽ thay đổi màu sắc từ màu đỏ chuyển sang màu đen. Khi nhiệt độ thấp thì từ màu đen lại chuyển sang màu đỏ. Như vậy căn cứ vào màu sắc của băng nhiệt để đánh giá mức độ đốt nóng của tiếp điểm.

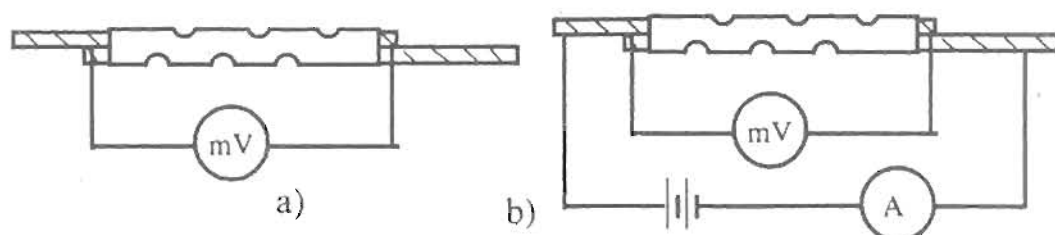
Sự kiểm tra theo chu kỳ chế độ nhiệt của các tiếp điểm cần được tiến hành ở thời điểm phụ tải cực đại. Cần lưu ý là do độ dẫn nhiệt và nhiệt dung của các phần tử kim loại khá lớn, nên đôi khi phép đo không phản ánh trung thực giá trị thực của nhiệt độ cần kiểm tra. Bởi vậy trong trường hợp yêu cầu độ chính xác cao, cần phải áp dụng phương pháp đo gián tiếp, tức là đo nhiệt độ qua một đại lượng trung gian. Thông thường có 2 phương pháp gián tiếp được áp dụng là:

- Đo nhiệt độ qua độ rơi điện áp



Hình 2.10. Sơ đồ đo độ rơi điện áp: a) tại điểm nối; b) trên đoạn dây dẫn:
1 – phần cách điện của sào đo; 2 – milivonmet; 3 – đầu của sào đo;
4 – dây tiếp xúc nối với milivonmet.

Phương pháp đo nhiệt độ qua độ rơi điện áp của đoạn mạch bao gồm cả các tiếp điểm cần kiểm tra được tiến hành dưới điện áp làm việc với sự trợ giúp của sào đo có gắn milivonmét (hình 2.11.a). Phương pháp này dựa trên cơ sở so sánh độ rơi điện áp của đoạn dây có chứa điểm nối với độ rơi điện áp của đoạn dây nguyên khi có cùng dòng điện chạy qua.



Hình 2.11. Sơ đồ kiểm tra nhiệt độ điểm tiếp xúc theo các phương pháp:
a) Phương pháp đo độ rơi điện áp;
b) Phương pháp đo điện trở.

- Phương pháp đo điện trở quá độ

Phương pháp đo điện trở quá độ của tiếp điểm được thực hiện với sự trợ giúp của milivonmét và ampemét

2.9. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 2.1. Một máy biến áp loại TM (với hệ thống làm mát bằng dầu). Hỏi tuổi thọ sẽ thay đổi thế nào nếu máy làm việc quá tải với hệ số mang tải trung bình của máy là 1,05; biết tuổi thọ định mức ứng với nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh $\theta_{tb}=25^{\circ}\text{C}$ là $N_n = 25$ năm.

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta xác định nhiệt độ giới hạn của máy là 95°C (bảng 2.5), Tuổi thọ của máy biến áp được xác định theo biểu thức (2.8), lấy hệ số $\alpha = 9$.

$$N = N_n 2^{\frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha}} = 25.2^{\frac{(95 - 25)(1 - 1,05^2)}{9}} = 14,39 \text{ năm}$$

Ví dụ 2.2. Một máy biến áp TM2500/35 làm việc với 2 nấc phụ tải, hệ số mang tải trung bình của nấc thứ nhất là $k_0=0,72$. Hỏi máy có thể làm việc trong thời gian cho phép là bao lâu nếu hệ số mang tải ở giờ cao điểm là $k_2= 1,25$

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta xác định hằng số thời gian đốt nóng của máy là $T = 3,5$ (bảng 2.1).

Thời gian làm việc quá tải cho phép của máy biến áp được xác định theo biểu thức (2.19):

$$t_{cp} = T \ln \frac{k_2^2 - k_0^2}{k_2^2 - 1} = 3,5 \frac{1,25^2 - 0,72^2}{1,25^2 - 1} = 2,16 \text{ giờ.}$$

Ví dụ 2.3. Một máy biến áp TMH6300/110 có đồ thị phụ tải cho trên hình 2.11, biết nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là $\theta_{tb}= 20^{\circ}\text{C}$. Các hệ số mang tải và thời gian tương ứng cho trong bảng 2.8.

Bảng 2.8. Hệ số mang tải của máy biến áp ví dụ 2.3

Nấc đồ thị	1	2	3	4	5
Hệ số mang tải, k_{mt}	0,5	1	0,8	1,1	0,63
Thời gian tính từ gốc, h	4	12	17	20	24

Hãy xác định nhiệt độ của cuộn dây máy biến áp, cho nhận xét.

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta tra bảng xác định các tham số $\Delta P_0=10$ và $\Delta P_k = 50$ kW. Hằng số thời gian đốt nóng $T = 2,5$ h (bảng 2.3); Nhiệt độ giới hạn cho phép $\theta_{gh}=95^\circ\text{C}$; hệ số $m = 0,9$

Tỷ lệ giữa hao tổn công ngắn mạch và hao tổn công suất không tải:

$$b = \frac{\Delta P_k}{\Delta P_0} = \frac{50}{10} = 5$$

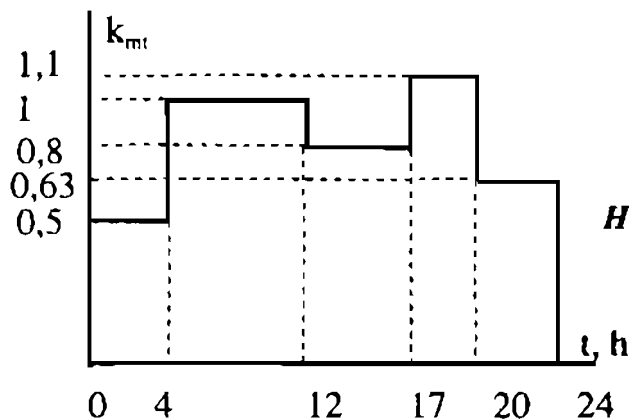
Độ tăng nhiệt độ của dầu khí phụ tải định mức được xác định theo (2.14):

$$\theta_{dn} = \theta_{cp} - \theta_{tb} = 95 - 20 = 75^\circ\text{C}$$

Nhiệt độ của dầu tương ứng với hệ số mang tải k_{mt} xác định theo (2.13):

$$\theta_{dl} = \theta_{dn} \left(\frac{1 + b \cdot k_{mt}^2}{1 + b} \right)^m = 75 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,5^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 31,02^\circ\text{C}$$

Xác định tương tự cho các nấc khác, kết quả ghi trong bảng 2.9.



Hình 2.11. Đồ thị phụ tải ví dụ 2.3.

Giá trị: $D_1 = e^{\frac{t_{12}}{T}} = e^{\frac{4}{2,5}} = 5,02$

$$D_2 = e^{\frac{t_{22}}{T}} = e^{\frac{12}{2,5}} = 126,24$$

$$\Delta D_1 = D_1 - D_0 = 5,02 - 1 = 4,02$$

$$\Delta D_2 = D_2 - D_1 = 126,24 - 5,02 = 121,23$$

Độ tăng nhiệt độ tại thời điểm gốc xác định theo biểu thức (2.20):

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \theta_{d_i} (D_i - D_{i-1})}{D_n - 1} = \frac{757673,16}{15936,96 - 1} = 47,54 ^\circ\text{C}$$

Độ tăng nhiệt độ cuối cùng của nấc thứ 1 được xác định theo biểu thức (2.21):

$$\theta_1 = \frac{\theta_0 + \theta_{d1} (D_1 - D_0)}{D_1 - 1} = \frac{47,54 + 31,02(5,02 - 1)}{5,02 - 1} = 34,32 ^\circ\text{C};$$

$$\theta_2 = \frac{\theta_0 + \theta_{d1} (D_1 - D_0) + \theta_{d2} (D_2 - D_1)}{D_2 - 1} = \frac{47,54 + 124,61 + 9091,89}{126,24 - 1} = 73,38 ^\circ\text{C};$$

Các nấc khác cũng tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng 2.9.

Nấc thứ 5:

$$\theta_5 = \frac{\theta_0 + \sum_{i=1}^5 \theta_{d_i} (D_i - D_{i-1})}{D_5 - 1} = \frac{47,54 + 757673,16}{15936,96 - 1} = 47,54 ^\circ\text{C};$$

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ dầu xác định theo biểu thức (2.16). $\Delta\theta_{cdn}$ lấy giá trị bằng 30% của độ tăng nhiệt độ của lớp dầu trên cùng so với nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh, tức là:

$$\Delta\theta_{cdn} = \frac{30}{100} (95 - 20) = 22,5 ^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{cd1} = \Delta\theta_{cdn} (k_{mt1})^{2m} = 22,5 \cdot 0,5^{2 \cdot 0,9} = 6,46 ^\circ\text{C};$$

Nhiệt độ thực tế của lớp dầu trên cùng ứng với các nấc phụ tải:

$$\theta''_{d,1} = \theta_1 + \theta_{tb} = 34,32 + 20 = 54,32 ^\circ\text{C}$$

Nhiệt độ thực tế của cuộn dây ứng với các nấc phụ tải:

$$\theta_{cd1} = \theta_1 + \Delta\theta_{cd1} + \theta_{tb} = 34,32 + 6,46 + 20 = 60,78 ^\circ\text{C}$$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng 2.9.

Bảng 2.9. Kết quả tính toán ví dụ 2.3

tt	$k_{mt,i}$	$t_{i\Sigma}$	θ_{dt}	D_i	$D_i - D_{i-1}$	$\theta_{dt}(D_i - D_{i-1})$	θ_i	$\Delta\theta_{cd,i}$	$\theta_{cd,i}^*$	$\theta_{cd,i}$
1	0,5	4	31,02	5,02	4,02	124,61	34,32	6,46	54,32	60,78
2	1	12	75,00	126,24	121,23	9091,89	73,38	22,50	93,38	115,88
3	0,8	17	54,41	947,77	821,53	44696,45	56,93	15,06	76,93	91,99
4	1,1	20	86,72	3176,91	2229,14	193299,95	77,83	26,71	97,83	124,54
5	0,63	24	40,00	15936,96	12760,1	510460,27	47,54	9,79	67,54	77,34
					Σ	757673,16				

Nhận xét: Chế độ nhiệt của máy biến áp trong phần lớn thời gian vận hành đều dưới ngưỡng cho phép, chỉ trong khoảng thời gian từ 17÷20 h, khi máy làm việc quá tải 10% thì nhiệt độ lớn nhất của lớp dầu trên cùng là 97,83°C, nhìn chung có thể chấp nhận được.

Ví dụ 2.4. Cũng số liệu như bài 2.3. hãy kiểm tra điều kiện làm việc quá tải 10% của máy biến áp.

Giải: Trước hết ta chọn điểm gốc là lúc 20h, như vậy thời gian tác động t_i tương ứng với các nấc phụ tải được biểu thị trong bảng 2.10.

Ta xác định trị số L_i ứng với các chế độ làm việc:

$$L_1 = 2 \frac{(\theta_{cp} - \theta_m)(1 - k_{mt1}^2)}{\alpha} = 2 \frac{(95 - 20)(1 - 0,63^2)}{10} = 23$$

$$L_2 = 2 \frac{(\theta_{cp} - \theta_m)(1 - k_{mt2}^2)}{\alpha} = 2 \frac{(95 - 20)(1 - 0,5^2)}{10} = 49,35$$

Thời gian phục vụ quy đổi về chế độ phụ tải định mức:

$$t_{qd1} = \frac{t_1}{L_1} = \frac{4}{23} = 0,17 \text{ h}$$

Lưu ý t_i ở đây là thời gian tác động của phụ tải ở nấc thứ i :

$$t_{qd2} = \frac{t_2}{L_2} = \frac{4}{49,35} = 0,08 \text{ h}$$

Tính toán tương tự cho các chế độ khác, kết quả ghi trong bảng 2.10.

Bảng 2.10. Kết quả tính toán ví dụ 2.4

TT	k_{mli}	t_i	t_{qdi}	L_i
1	0,63	4	0,17	23,00
2	0,5	4	0,08	49,35
3	1	8	8,00	1,00
4	0,8	5	0,77	6,50
5	1,1	?		0,34

Tổng thời gian dự trữ trong ngày xác định theo biểu thức (2.10):

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^m t_{qdi} = 24 - (0,17 + 0,08 + 8 + 0,77) = 24 - 9,02 = 14,98h$$

Xác định trị số L_{qt} ứng với chế độ quá tải:

$$L_{qt} = 2 \frac{(\theta_{cp} - \theta_{ab})(1 - k_{qt}^2)}{\alpha} = 2 \frac{(95 - 20)(1 - 1,1^2)}{10} = 0,34$$

Thời gian quá tải cho phép:

$$t_{qt} = t_{dt} \cdot L_{qt} = 14,98 \cdot 0,34 = 5,03h.$$

Kết quả tính toán cho thấy thời gian quá tải cho phép lớn hơn thời gian tác động thực tế $5,03 > 3h$, (20-17) có nghĩa là máy biến áp sẽ không bị giảm sút tuổi thọ khi làm việc quá tải.

Ví dụ 2.5. Một máy biến áp TMĐH 40000/110 có đồ thị phụ tải cho trong bảng

Hệ số mang tải, k_{mt}	0,2	0,46	0,8	0,9
Thời gian tác động	5	8	6	2

Nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là $25^{\circ}C$. Hỏi máy có thể làm việc quá tải 20% ($k_{mt} = 1,2$) so với công suất định mức trong khoảng thời gian bao lâu?

Giải: Căn cứ vào mã hiệu máy biến áp ta thấy chế độ làm mát loại ΔL ứng với nhiệt độ giới hạn cho phép của máy biến áp là $\theta_{gh} = 75^{\circ}C$

Trước hết ta xác định trị số L_i ứng với các chế độ làm việc:

$$L_1 = 2 \frac{(\theta_{\Phi} - \theta_{\text{b}})(1 - k_{\text{m1}})}{\alpha} = 2 \frac{(75 - 25)(1 - 0,2^2)}{10} = 27,86$$

Thời gian quy đổi về chế độ định mức:

$$t_{\text{qdl}} = \frac{t_1}{L_1} = \frac{5}{27,86} = 0,07\text{h}$$

Tính toán tương tự cho các chế độ khác, kết quả ghi trong bảng 2.11.

Bảng 2.11. Kết quả tính toán ví dụ 2.5

TT	$k_{\text{m}i}$	t_i	t_{qdi}	L_i
1	0,2	5	0,07	27,86
2	0,46	8	0,23	15,37
3	0,8	6	1,19	3,48
4	0,9	2	0,85	1,93
5	1,2			0,22

Tổng thời gian dự trữ trong ngày xác định theo biểu thức (2.10):

$$t_{\text{dt}} = 24 - \sum_{i=1}^m t_{\text{qdi}} = 24 - (0,07 + 0,23 + 1,19 + 0,85) = 24 - 2,33 = 21,67\text{h}$$

Thời gian quá tải cho phép :

$$t_{\text{qt}} = t_{\text{dt}} \cdot L_{\text{qt}} = 21,67 = 4,72\text{h}.$$

Ví dụ 2.6. Một máy biến áp TM 1600/35 có đồ thị phụ tải cho trong bảng

Hệ số mang tải, k_{m}	0,36	0,42	0,75	0,8	1,18
Thời gian tác động	5	7	6	3	3

Nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là 22 °C. Hãy kiểm tra chế độ làm việc quá tải của máy.

Giải: Căn cứ vào mã hiệu máy biến áp ta thấy chế độ làm mát loại TM ứng với nhiệt độ giới hạn cho phép của máy biến áp là $\theta_{\text{gh}}=95^{\circ}\text{C}$ (bảng 2.3).

Trước hết ta xác định trị số L_i ứng với các chế độ làm việc:

$$L_1 = 2 \frac{(\theta_p - \theta_b)(1 - k_{m1}^2)}{\alpha} = 2 \frac{(95 - 22)(1 - 0,36^2)}{10} = 81,79$$

Thời gian quy đổi về chế độ định mức:

$$t_{qdl} = \frac{t_1}{L_1} = \frac{5}{81,79} = 0,061h$$

Tính toán tương tự cho các chế độ khác, kết quả ghi trong bảng 2.12.

Bảng 2.12. Kết quả tính toán ví dụ 2.6

TT	k_{m1}	t_1	L_1	t_{qdl}
1	0,36	5	81,79	0,061
2	0,42	7	64,55	0,108
3	0,75	6	9,15	0,656
4	0,8	3	6,18	0,485
5	1,18	3	0,14	$\Sigma=1,311$

Tổng thời gian dự trữ trong ngày xác định theo biểu thức (2.10)

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^m t_{qdi} = 24 - (0,061 + 0,108 + 0,656 + 0,485) = 24 - 1,311 = 22,689h$$

ở chế độ quá tải:

$$L_{qt} = 2 \frac{(\theta_p - \theta_b)(1 - k_{qt}^2)}{\alpha} = 2 \frac{(95 - 22)(1 - 1,18^2)}{10} = 0,14$$

Thời gian quá tải cho phép:

$$t_{qt} = t_{dt} \cdot L_{qt} = 22,689 \cdot 0,14 = 3,12h.$$

So sánh giá trị t_{qt} với giá trị thời gian vận hành thực tế là 3h ta thấy máy có thể làm việc an toàn trong thời gian quá tải.

Bài tập tự làm

Bài 2.1. Một máy biến áp loại TM có tuổi thọ định mức ứng với nhiệt độ trung bình cực đại của môi trường xung quanh $\theta_{tb}=30^{\circ}\text{C}$ là $N_n = 28$ năm. Hỏi tuổi thọ sẽ thay đổi thế nào nếu hệ số mang tải trung bình của máy là 1,04.

Bài 2.2. Một máy biến áp TMH6300/35 làm việc với 2 nấc phụ tải, hệ số mang tải trung bình của nấc thứ nhất là $k_0=0,65$. Hỏi máy có thể làm việc trong thời gian cho phép là bao lâu nếu hệ số mang tải ở giờ cao điểm là $k_2= 1,3$?

Bài 2.3. Một máy biến áp TPДH25000/110 có đồ thị phụ tải cho trong bảng 2.13, biết nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là $\theta_{tb}=25^{\circ}\text{C}$.

Bảng 2.13. Hệ số mang tải của máy biến áp bài tập 2.3

Nấc đồ thị	1	2	3	4	5	6	7
$k_{m\tau}$	0,35	0,76	1	0,66	1,07	0,87	0,45
$t, \text{ h}$	4	7	10	13	17	19	24

Hãy xác định sự thay đổi nhiệt độ của máy biến áp, cho nhận xét. Kiểm tra điều kiện làm việc quá tải của máy.

Câu hỏi ôn tập chương 2

1. Hãy trình bày sự cân bằng nhiệt trong thiết bị điện.
2. Tuổi thọ của thiết bị điện.
3. Chế độ nhiệt xác lập của máy biến áp.
4. Chế độ nhiệt không xác lập của máy biến áp.
5. Chế độ nhiệt của máy phát và động cơ điện.
6. Sự đốt nóng tiếp điểm điện.
7. Khí cụ và phương tiện kiểm tra nhiệt độ.
8. Kiểm tra nhiệt độ trong các thiết bị điện.

Chương 3

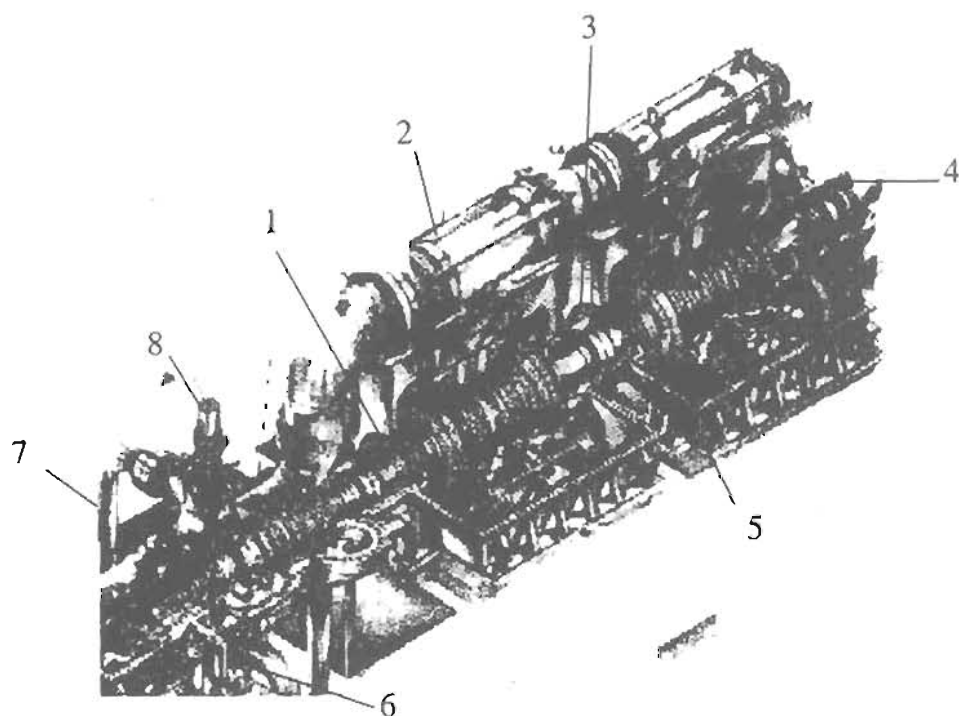
ĐẶC ĐIỂM KẾT CẤU CỦA CÁC PHẦN TỬ HỆ THỐNG ĐIỆN

3.1. Tuabin

3.1.1. Tuabin hơi

1. Đặc điểm kết cấu

Tuabin hơi là thiết bị có một trục cấu tạo gồm hai xilanh: xilanh cao áp và xilanh hạ áp, được liên kết với nhau bằng khớp nối nửa mềm theo chiều dọc trục (hình 3.1). Xilanh cao áp được đúc liền khối bằng thép chịu nhiệt, phần truyền hơi của xilanh cao áp gồm một tầng điều chỉnh và nhiều tầng áp lực, ví dụ đối với tuabin loại K-100-90-7 có 19 tầng áp lực. Tất cả có 20 đĩa được rèn liền khối với trục.



Hình 3.1. Cấu tạo tuabin hơi:

- 1- xilanh cao áp; 2- ống dẫn đi qua; 3- rotor của tuabin;
4- rotor máy phát; 5- xilanh hạ áp; 6- ống dẫn ra ngoài;
7- ống dẫn hơi nước chính; 8- van điều chỉnh hơi nước.

Xilanh hạ áp được chế tạo bằng phương pháp hàn, thoát hơi về 2 phía, mỗi phía có nhiều tầng cánh. Các đĩa của rotor hạ áp được chế tạo riêng rẽ để lắp ép vào trục. Rotor hạ áp và rotor máy phát được liên kết với nhau bằng khớp nối cứng. Tuabin có hệ thống phân phối hơi gồm 4 cụm vòi phun hơi, 4 van điều khiển, hai van đặt ở phần trên xilanh cao áp, hai van đặt ở phần dưới bên sườn của xilanh cao áp. Xilanh hạ áp của tuabin có hai đường ống thoát hơi nối với hai bình ngưng kiểu bề mặt bằng phương pháp hàn tại chỗ khi lắp ráp.

Tuabin có 8 cửa trích hơi không điều chỉnh để sấy nước ngưng chính và cấp nước trong các gia nhiệt hạ áp, khử khí và gia nhiệt cao áp, các cửa trích hơi dùng cho các nhu cầu gia nhiệt nước cấp cho lò hơi khi tuabin làm việc với thông số định mức.

Các thông số định mức của tuabin bao gồm:

- Áp lực hơi mới trước van stop;
- Nhiệt độ hơi mới trước van stop;
- Lưu lượng nước làm mát;
- Nhiệt độ nước làm mát;
- Chân không bình ngưng;

2. Hệ thống điều chỉnh tuabin hơi nước

Để đảm bảo việc vận hành bình thường khi có tải, lúc sa thải phụ tải và khi sự cố tuabin có trang bị hệ thống điều chỉnh tuabin bằng thủy lực với môi chất công tác là dầu. Hệ thống điều chỉnh tuabin bao gồm các phần tử sau: van stop, van điều chỉnh, khối điều chỉnh tốc độ, ngăn kéo dầu an toàn, máy ngắt điện từ, bộ hạn chế công suất.

Dựa vào nguyên lý của lực ly tâm người ta đã thiết kế hệ thống điều chỉnh tốc độ vận hành của tuabin hơi ở giá trị định mức 3000 vg/ph.

Tác dụng của các bộ phận điều chỉnh

* ***Van stop:*** là van chặn đảm bảo đóng kín không cho hơi từ đường ống hơi chính lọt vào tuabin. Van stop được thực hiện đóng mở bằng thủy lực nhờ áp lực dầu. Van stop có đường liên hệ với hệ thống dầu điều chỉnh là đối tượng tác động của hệ thống điều chỉnh. Nhiệm vụ của van stop là cung cấp hơi vào tuabin và cách ly hơi từ lò hơi sang tuabin khi tuabin bị sự cố hay bị ngừng theo kế hoạch.

* ***Van điều chỉnh tốc độ:*** hệ thống van điều chỉnh gồm 4 van để cấp hơi vào tuabin, do chế tạo tuabin 4 van hơi được cấp hơi vào 4 cụm phun hơi của tuabin được bố trí ở sườn vỏ xilanh cao áp tùy theo mức độ phụ tải hay số vòng quay khi khởi động mà các van này mở nhiều hay ít. Các van điều chỉnh có độ mở khác nhau. Nhiệm vụ của van điều chỉnh là cung cấp hơi vào tuabin và ngừng cung cấp hơi vào tuabin khi tuabin bị sự cố hay ngừng theo kế hoạch, đồng thời van điều chỉnh còn làm nhiệm vụ quan trọng khác: điều chỉnh độ mở của các van điều chỉnh theo phụ tải hoặc theo số vòng quay lúc đó sẽ đưa lượng hơi vào tuabin nhiều hay ít.

*** Khối điều chỉnh tốc độ**

Khối điều chỉnh tốc độ gồm các phần: vòng bay điều chỉnh tốc độ, khối ngăn kéo giữa, ngăn kéo trên và ngăn kéo dưới.

+ Bộ điều chỉnh tốc độ được áp dụng nguyên lý của lực văng của con lắc ly tâm dùng để điều chỉnh tốc độ của tuabin. Khối này nhận sự thay đổi tốc độ của tuabin biến đổi do lực ly tâm làm cho miếng đệm thay đổi khe hở giữa miếng đệm và đầu vòi phun của ngăn kéo giữa sẽ tác động tới các phần tử có liên quan của hệ thống điều chỉnh để tăng lượng hơi vào hay giảm lượng hơi vào tuabin.

+ Khối ngăn kéo giữa: nhận sự thay đổi khe hở giữa vòi phun và miếng đệm hoặc chuyển động giữa thanh giăng mà tín hiệu đi đến các phần tử đóng, mở van điều chỉnh thông qua ngăn kéo dưới.

+ Khối ngăn kéo dưới có nhiệm vụ nhận sự thay đổi của khối ngăn kéo 1 và 2 để phát xung đến để đóng, mở van stop và van điều chỉnh.

* Ngăn kéo dầu an toàn: có nhiệm vụ nhận các xung bảo vệ tác động đến để đóng van stop và van điều chỉnh ngừng tuabin.

* Máy ngắt điện từ là nơi thừa hành các tín hiệu bảo vệ công nghệ gửi đến như di trực chân không giới hạn 3 và nhiệt độ hơi mới giảm 425°C ...van điện từ tác động nhanh chóng ngừng tuabin để bảo vệ tuabin và các thiết bị phụ.

* Chốt bảo vệ nguy cấp: dùng để ngừng khẩn cấp tuabin khi ở ngoài máy có hiện tượng không bình thường nguy hiểm đến tính mạng con người và các thiết bị.

* Bộ hạn chế công suất dùng để hạn chế bớt công suất do mọi nguyên nhân nào đó của thiết bị hay tuabin không thể mang phụ tải theo thiết kế, chỉ có tác dụng giảm bớt công suất đi.

* *Zolónhich* có nhiệm vụ nhận và truyền các xung đến các ngăn của servomotor để đóng mở các van điều chỉnh.

* *Servomotor* có nhiệm vụ đóng mở các van điều chỉnh nhờ áp lực dầu tuabin duy trì sự thay đổi phụ tải hay tốc độ quay, không cho phép điều chỉnh thực hiện theo bước nhảy để tránh sự nguy hiểm đối với tuabin.

* *Hệ thống nước tuần hoàn* trong nhà máy.

Hệ thống nước tuần hoàn của nhà máy nhiệt điện được sử dụng theo kiểu trực lưu. Nguồn nước từ mương dầu hút của trạm bơm được các máy bơm bơm vào các tuyến ống tuần hoàn và được phân phối đến các hệ tiêu thụ nước như: bình ngưng, bình làm mát khí máy phát, bình làm mát dầu tuabin vv. Mỗi máy bơm tuần hoàn được nối với hai tuyến ống dẫn. Giữa hai đường ống tuần hoàn này có đường ống liên thông ngang cho phép tuabin làm việc bình thường khi chỉ có một đường ống làm việc. Việc cung cấp nước làm mát được xả hơi theo 2 đường nước tuần hoàn ra kênh thải hơi. Nước của các hệ tiêu thụ khác được xả riêng theo mỗi ống ra kênh thải

3. Nguyên lý hoạt động

a. Quá trình làm việc của tuabin

Hơi nước từ lò được đưa vào hộp hơi đứng riêng biệt trong có lắp van stop, sau đó theo 4 đường ống chuyển tiếp vào 4 van điều chỉnh rồi đi vào xilanh cao áp, sau khi sinh công ở phần cao áp, hơi nước theo 2 đường ống chuyển tiếp đi vào xilanh hạ áp, sau khi sinh công trong xilanh hạ áp, dòng hơi nước đi vào bình ngưng dạng bề mặt.

b. Hoạt động của các cụm điều chỉnh và bảo vệ

- Bộ điều chỉnh tốc độ có tác dụng tự động duy trì tốc độ quay tuabin không đổi. Bộ điều tốc này làm việc dựa trên nguyên lý servomotor thứ cấp với cơ cấu thừa hành được hoạt động bởi hệ thống dầu áp lực.

- Bộ bảo vệ máy vượt tốc có tác dụng bảo vệ tuabin tránh vượt quá tốc độ cho phép. Khi tốc độ quay của rotor tăng đến ($3330 \div 3360$ vg/ph) thì bảo vệ sẽ đóng van stop và van điều chỉnh lại.

- Bộ bảo vệ phụ tác động đóng van stop và các van điều chỉnh khi tốc độ quay của rotor tuabin đạt tốc độ 3480 vg/ph mà bảo vệ máy vượt tốc không tác động.

- Bộ hạn chế công suất tác dụng bằng cách hạn chế độ mở các van điều chỉnh không cho máy mang tải cao hơn trị số đã định.

- Bảo vệ trục rotor: khi rotor bị di trục về phía máy phát 1,2 mm hoặc di trục về phía xilanh cao áp 1,7 mm thì bảo vệ sẽ tác động đóng van stop và các van điều chỉnh đồng thời phát tín hiệu sự cố.

- Bảo vệ tín hiệu khi chân không bình ngưng tụt xuống còn 650 mmHg và ngắt máy ngắt điện từ khi chân không tụt xuống 540mmHg, ($- 0,7 \text{ kG/cm}^2$).

- Thiết bị đóng cưỡng bức các van một chiều trên các đường trích hơi đến các bình gia nhiệt cao áp 1,2,3 và gia nhiệt hạ áp 3,4,5 khi van stop đóng tách máy phát.

- Thiết bị liên động khởi động các bơm dầu đảm bảo cung cấp dầu cho các gối trục của tuabin. Khi áp lực của dầu bôi trơn giảm xuống còn $0,6 \text{ kG/cm}^2$ thì phát tín hiệu chạy bơm dầu dự phòng, khi áp lực của dầu bôi trơn giảm xuống $0,5 \text{ kG/cm}^2$ thì phát tín hiệu chạy bơm dầu sự cố và tác động dừng tuabin khi áp lực dầu bôi trơn xuống $0,3 \text{ kG/cm}^2$

4. Một số lưu ý trong quá trình vận hành tuabin hơi

- Nhiệt độ hơi: nhiệt độ của hơi đưa vào không được sai lệch quá mức cho phép (nhiệt độ thấp hơn 510°C hoặc cao hơn 540°C).

- Áp lực hơi không được thấp hơn 85 hoặc cao hơn 102 at.

- Chân không bình ngưng không thấp hơn 540mmHg.

- Tần số không thấp hấp hơn 49,5Hz hoặc cao hơn 50,5Hz.

- Tải của tuabin không thay đổi đột ngột.

- Hệ thống van của tuabin phải làm việc bình thường.
- Hệ thống dầu làm việc bình thường.
- Di trục của rotor phải nằm trong giới hạn quy định.
- Không để nước lọt vào tuabin.
- Độ rung của các gối trục tuabin nằm trong mức cho phép.
- Các máy bơm làm việc bình thường.
- Sự làm việc bình thường của các gia nhiệt cao áp và hạ áp.
- Sự hoàn hảo của các đường ống dẫn.
- Sự hoàn hảo của các thiết bị đo lường và kiểm tra.

3.1.2. Tuabin thủy điện

Do làm việc với năng lượng sơ cấp là thế năng của dòng nước, nên tuabin nước có kết cấu khác nhiều so với tuabin hơi. Sơ đồ kết cấu của tuabin nước được thể hiện trên hình 3.2. Tuabin nước liên hệ với máy phát qua trục nối cứng. Đối với các nhà máy thủy điện công suất lớn, tuabin được chế tạo theo kiểu trục đứng, còn đối với các máy phát công suất nhỏ thì tuabin thủy điện được chế tạo theo kiểu trục ngang. Tùy thuộc vào độ cao của cột nước, tức là sự chênh lệch giữa mức nước của hồ chứa và mức nước phía hạ lưu mà tuabin thủy điện được chế tạo với tốc độ quay khác nhau: 100 vg/ph (quay chậm); 100-200 vg/ph. (quay trung bình và trên 200 vg/ph. (quay nhanh).

*** Đặc điểm cấu tạo**

1) Stator

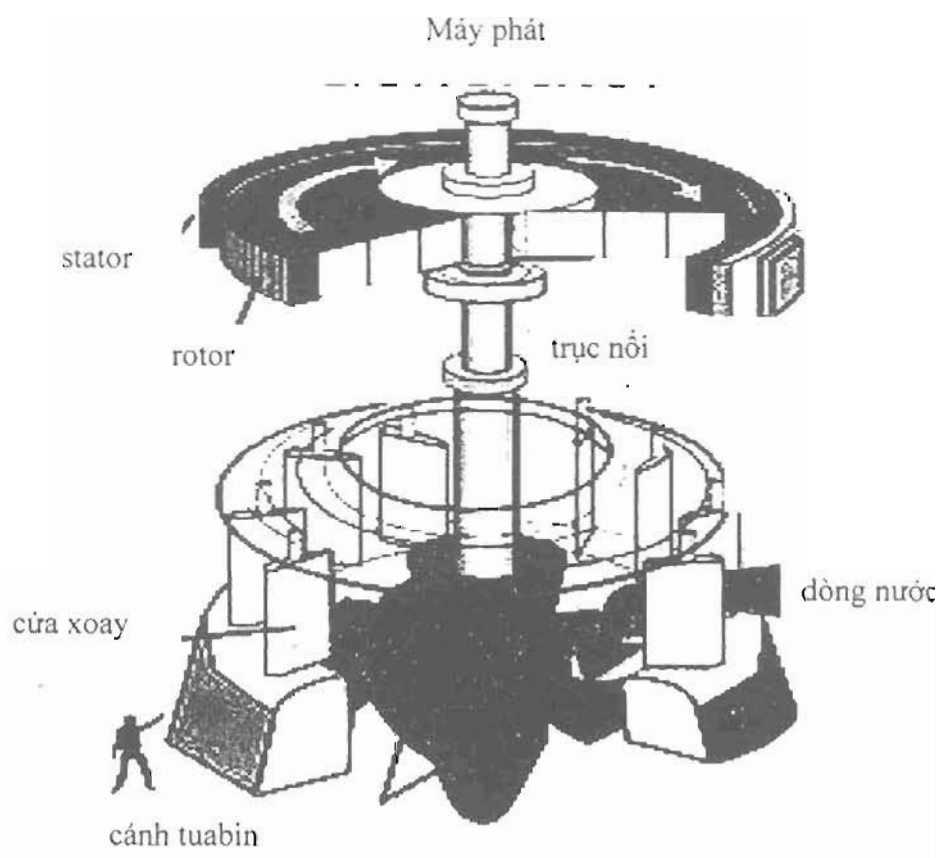
Stator có cấu tạo gồm đai trên và đai dưới với 4 vành hình quạt được nối với nhau bằng 18 cột. Stator được làm bằng thép tấm chịu lực. 5 trụ ở vành đầu vào buồng xoáy ốc được làm bằng thép rèn. Ngoài nhiệm vụ chịu lực các trụ của stator còn có công dụng hướng dòng nước sao cho có hiệu quả nhất.

2) Buồng xoáy ốc

Buồng xoáy ốc được xây dựng theo kiểu hình xoắn có tiết diện thay đổi, nó có nhiệm vụ dẫn nước từ đường ống vào áp lực tới cánh hướng và phân bố đều lưu lượng nước theo chu vi. Buồng xoáy ốc của tuabin kiểu PO 150/180-B-567,2 (dùng ở thủy điện Hoà Bình) có tới 20 cửa và 1 ống khuếch tán.

3) Bánh xe công tác

Bánh xe công tác có chức năng biến đổi năng lượng của dòng chảy thành cơ năng làm quay máy phát. Bánh xe này bao gồm vành trên và vành dưới với 16 cánh được hàn liền với nhau. Phía dưới của tuabin có lắp đặt nắp rẽ dòng, nắp này tạo nên sự thay đổi của dòng chảy từ hướng tâm chuyển sang hướng trục một cách êm dịu.



Hình 3.2. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo tuabin thủy điện.

4) Trục tuabin

Trục tuabin có nhiệm vụ truyền mômen quay từ bánh xe công tác đến máy phát điện. Trục tuabin có cấu tạo nguyên khối kiểu rỗng, có đường kính cỡ 1,5 m, độ dày của thành trục đến 13 cm.

5) Cánh hướng nước

Cánh hướng nước có nhiệm vụ điều chỉnh lưu lượng nước vào tuabin để thay đổi công suất của tổ máy hoặc dừng tổ máy.

6) Servomotor

Mỗi tuabin nước được trang bị 4 servomotor để điều khiển cánh hướng nước. Việc điều khiển được thực hiện với sự trợ giúp của dầu áp lực.

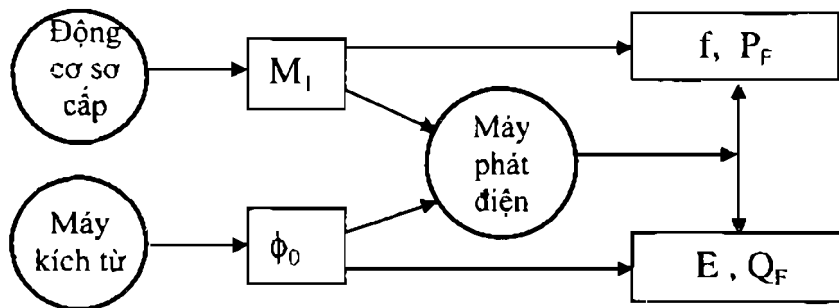
*** Nguyên lý làm việc**

Dòng nước với tốc độ khá lớn đổ vào cánh tuabin, truyền thế năng của mình cho tuabin làm quay nó với vận tốc xác định. Để nâng cao hiệu suất, trước khi đổ vào tuabin, dòng nước được dẫn qua buồng xoáy ốc. Sau khi qua tuabin, dòng nước thoát ra ngoài theo ống xả ở phía hạ lưu. Tốc độ quay của tuabin có thể được điều chỉnh bởi lưu lượng nước chảy vào bằng cách thay đổi độ mở của cửa van.

3.2. Máy phát điện

Máy phát chỉ có thể phát ra điện khi nó được cấp một công suất cơ M_I để làm quay rotor và được cấp dòng kích từ vào cuộn dây rotor để tạo ra từ thông chính ϕ_0 . Sơ đồ chức năng của máy phát được thể hiện trên hình 3.3.

Khi công suất cơ M_I thay đổi, sẽ làm cho tần số f và công suất tác dụng P_F thay đổi, còn khi công suất kích từ (hoặc dòng kích từ) thay đổi sẽ làm cho điện áp U (sức điện động E) và công suất phản kháng Q_F thay đổi. Như vậy về cơ bản, tần số được điều chỉnh bởi công suất cơ, còn điện áp được điều chỉnh bởi công suất kích từ. Tuy nhiên sự điều chỉnh công suất cơ M_I cũng làm thay đổi chút ít điện áp U và sự điều chỉnh công suất kích từ (ϕ_0) cũng làm thay đổi được tần số nhưng không nhiều.



Hình 3.3. Sơ đồ chức năng của máy phát điện.

3.2.1. Đặc điểm kết cấu của máy phát điện

1. Máy phát tuabin hơi

Các máy phát điện (MPĐ) tuabin hơi (nhiệt điện) được chế tạo với rotor cực ngắn dạng hình trụ dài, trục quay được bố trí kiểu nằm ngang. Để đạt được hiệu suất cao, mà không cần tăng kích thước, tốc độ quay của các máy phát điện tuabin hơi phải lớn. Mối quan hệ giữa tần số và tốc độ quay được thể hiện bởi biểu thức:

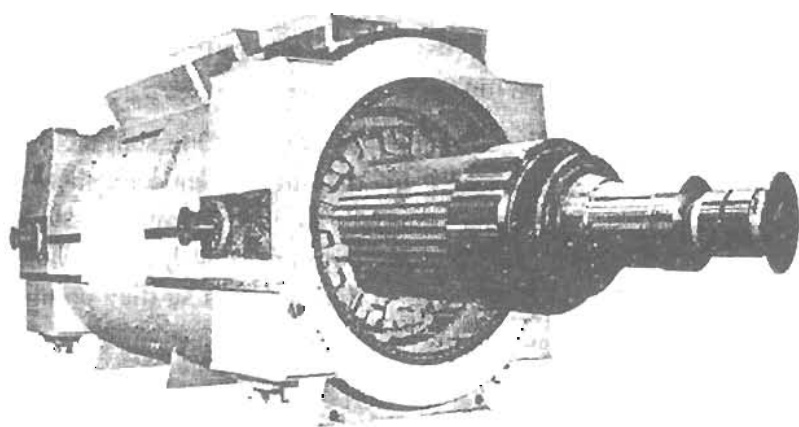
$$p = \frac{60f}{n} \quad (3.1)$$

trong đó:

p – số lượng cặp cực;

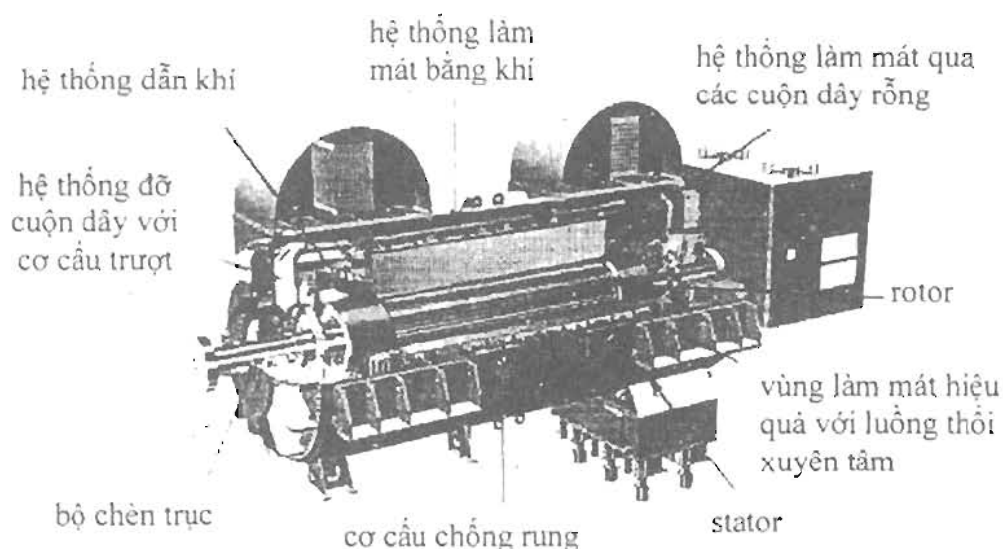
n – tốc độ quay, vòng/phút;

f – tần số.



Hình 3.4. Sơ đồ bao quát máy phát tuabin hơi.

Như vậy ứng với tần số 50Hz, nếu máy phát tuabin hơi có một cặp cực thì tốc độ quay sẽ là 3000 vg/ph. Vì rotor của các máy phát tuabin hơi quay nhanh nên đường kính rất nhỏ, kết cấu cực ần để đảm bảo độ bền cơ học cao. Mạch từ của stator và rotor máy phát điện nói chung được các làm bằng thép có độ từ dẫn lớn và độ bền cơ học cao để có thể hạn chế được tổn hao do dòng điện xoáy. Sơ đồ kết cấu của máy phát được thể hiện trên hình 3.5. Đặc điểm kết cấu của máy phát có thể tóm tắt như sau:



Hình 3.5. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo máy phát điện tuabin hơi.

a. Vỏ stator được chế tạo liền khối không thấm khí, có độ bền cơ học đủ để stator có thể không bị hỏng bởi sự biến dạng khi có sự cố nổ, vỏ được đặt trực tiếp lên bệ máy và bắt chặt bằng bulông.

b. Lõi stator có cấu tạo từ các lá thép kỹ thuật. trên bề mặt các lá thép này được quét lớp sơn cách điện và dọc theo trục có các rãnh thông gió.

Cuộn dây của stator có cấu tạo kiểu 3 pha 2 lớp, cách điện giữa các cuộn dây thường dùng là cách điện loại B sơ đồ nối hình sao kép gồm 9 đầu ra.

c. Rotor được rèn liền khối bằng thép đặc biệt để đảm bảo rotor có độ bền cơ học trong mọi chế độ làm việc của máy phát. Cuộn dây của rotor có cách điện loại B, lõi được khoan xuyên tâm để đặt các dây nối các cuộn rotor đến chổi than, các vòng dây rotor quấn trên các gờ rãnh, các rãnh này tạo nên các khe thông gió. Một đầu trục rotor được nối trực tiếp với trục tuabin hơi, đầu còn lại nối với máy kích từ. Các ổ đỡ thuộc loại ổ trượt được bôi trơn bằng dầu áp lực cao.

d. Bộ chèn trục dùng để giữ khí H_2 không thoát ra ngoài theo dọc trục có kết cấu đảm bảo nén chặt bạc vào gờ trục nhờ áp lực dầu chèn, dầu nén và đảm bảo tự động dịch chuyển dọc khi có sự di trục.

e. Bộ làm mát được bố trí bao bọc phần trên và dọc theo thân máy phát.

f. Thông gió cho máy phát điện được thực hiện theo chu trình tuần hoàn kín cùng với việc làm mát khí H_2 bằng các bộ làm mát đặt trong vỏ stator, căn cứ vào yêu cầu làm mát khí H_2 , nhà chế tạo đặt 2 quạt ở 2 đầu trục của rotor máy phát.

2. Máy phát điện tuabin nước

Máy phát điện tuabin nước (ở các nhà máy thủy điện) được chế tạo với tốc độ quay chậm hơn nhiều so với máy phát tuabin hơi. Hơn nữa, tốc độ quay của máy phát ở các nhà máy thủy điện khác nhau thường cũng không giống nhau. Đó là vì để đảm bảo hiệu suất cao, tuabin nước cần có công suất định mức và tốc độ quay phù hợp với tham số của nguồn nước (chiều cao hiệu dụng cột nước, lưu lượng dòng nước...). Khi cột nước nhỏ (nhưng lưu lượng nước lớn) tuabin nước có thể có tốc độ quay thấp đến 100 vg/ph.

Do tốc độ quay thấp, số cặp cực của máy phát tuabin nước rất lớn, do đó đường kính của rotor phải lớn hơn nhiều so với đường kính của rotor máy phát tuabin hơi. Thường thì đường kính của rotor máy phát tuabin nước lớn hơn nhiều so với chiều dài của nó. kết cấu có dạng bánh xe rỗng (hình 3.2). Do đường kính lớn, chiều dài ngắn, rotor của máy phát thủy điện thường được bố trí cho trục quay thẳng đứng, điều đó cho phép tiết kiệm được chiều cao của máy. Đối với máy có công suất nhỏ, tốc độ quay nhanh, trục quay được bố trí nằm ngang. Vành bánh xe được nối với trục quay bởi các trục thép, mặt ngoài gắn các cực từ có cuộn dây.

Có hai kết cấu ổ đỡ cho máy phát thủy điện trục đứng là kiểu treo và kiểu đỡ. Đối với máy phát kiểu treo, ổ chính được bố trí ở phía trên rotor, còn trong kiểu đỡ - ở phía

dưới. Ưu điểm của kiểu treo là ổn định, ít chịu ảnh hưởng tác động của các phần phụ, còn ưu điểm của kiểu đỡ là giảm được kích thước theo chiều cao và do đó giảm được kích thước chung của máy. Kiểu đỡ thường áp dụng cho các máy có công suất lớn. Máy phát và tuabin nước thường có chung trục và ổ đỡ, do đó ổ đỡ chịu lực dọc trục lớn của toàn bộ trọng lượng các rotor cũng như lực hướng trục của dòng nước. Vì thế ổ đỡ của các máy phát tuabin nước phải có kết cấu rất đặc biệt.

3.2.2. Hệ thống làm mát máy phát điện

Phụ thuộc vào công suất sự làm mát máy phát điện được thực hiện với môi chất là nước, dầu, không khí hoặc khí hydro. Các máy phát điện công suất nhỏ thường được làm mát bằng không khí, còn ở các máy phát công suất lớn việc làm mát được thực hiện bởi môi chất là khí hydro. Sự thay thế không khí bằng khí hydro cho phép giảm ma sát và tăng hiệu suất của máy phát. Khí hydro có ưu điểm là có độ dẫn nhiệt cao gấp 7 lần và tốc độ nhận nhiệt gấp gần 1,5 lần so với không khí cùng áp suất, thêm vào đó mật độ khí hydro thấp hơn nhiều nên giảm được ma sát và công suất bơm. Nhưng nhược điểm của khí hydro là có thể gây nổ nếu trong máy có lẫn khí ôxy, do đó máy được làm mát bằng khí hydro cần có độ bền cao và cấu trúc đặc biệt kín. Để tăng cường hiệu quả làm mát, môi chất được thổi qua các rãnh được chế tạo sẵn ở trục stator và rotor. Quá trình làm mát được thực hiện theo hai phương pháp: gián tiếp và trực tiếp:

1) *Làm mát gián tiếp* được thực hiện bằng cách thổi môi chất làm mát (không khí hoặc khí hydro) qua các khe hở giữa stator và rotor và các khe hở được chế tạo với mục đích làm mát. Có thể thực hiện theo hai phương thức:

a. Làm mát bằng không khí tuần hoàn tự nhiên.

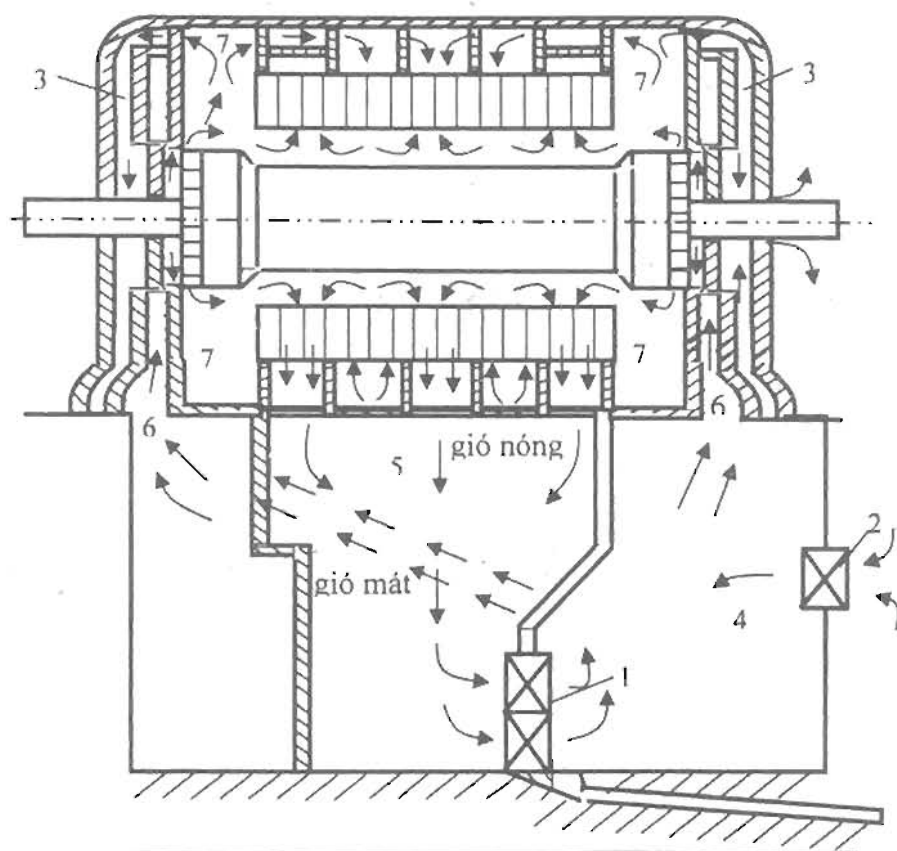
Các cánh quạt được gắn vào hai đầu trục rotor, khi rotor quay sẽ tạo thành luồng gió tuần hoàn tự nhiên thổi mát máy theo hướng trục hoặc hướng kính. Phương thức này tuy đơn giản nhưng có nhược điểm là hiệu suất làm mát thấp; Không khí làm mát còn nhiều bụi bẩn làm hư hại cách điện. Với những nhược điểm như vậy phương thức này chỉ được áp dụng cho các loại máy phát có công suất định mức dưới 3 MW.

b. Làm mát bằng không khí tuần hoàn cưỡng bức.

Phương thức làm mát này thường được áp dụng cho những máy có công suất định mức trên 3MW. Hệ thống làm mát bao gồm các quạt gió; Buồng làm lạnh và làm sạch không khí sau khi đã quạt mát máy phát. Hệ thống quạt thổi không khí lạnh vào máy phát, sau khi hấp thụ nhiệt của máy phát gió nóng đi ra được đưa vào buồng làm lạnh và được lọc sạch rồi lại tái tuần hoàn đi vào hai đầu máy phát.

Nhiệt từ các cuộn dây và lõi thép được truyền vào môi chất làm mát qua cách điện. Môi chất làm mát của hệ thống gián tiếp chuyển động theo 2 phương thức: thổi qua và tuần hoàn khép kín. Ở phương thức đầu không khí sau khi đã thu nhiệt từ máy phát sẽ thoát ra ngoài, còn ở phương thức sau thì nó sẽ đi qua bộ trao đổi nhiệt và lại trở về máy. Sự lưu

chuyển của môi chất làm mát được thực hiện bởi các máy quạt. Hệ thống làm mát gián tiếp theo nguyên lý khép kín cho máy phát tuabin hơi được thể hiện trên hình 3.6.



Hình 3.6. Hệ thống làm mát khép kín của máy phát điện tuabin hơi:

1 – bộ trao đổi nhiệt; 2 – bộ lọc; 3- đường dẫn không khí; 4 – buồng khí lạnh;
5 – vùng khí nóng; 6 – vùng khí loãng; 7 - vùng áp suất.

Không khí làm mát sau khi đã thu nhiệt của các cuộn dây và lõi thép được thổi qua bộ trao đổi nhiệt 1, ở đây nhiệt được truyền cho nước, không khí từ bộ trao đổi nhiệt ra được trở lại máy, không khí tươi được bổ sung thêm qua bộ lọc 2.

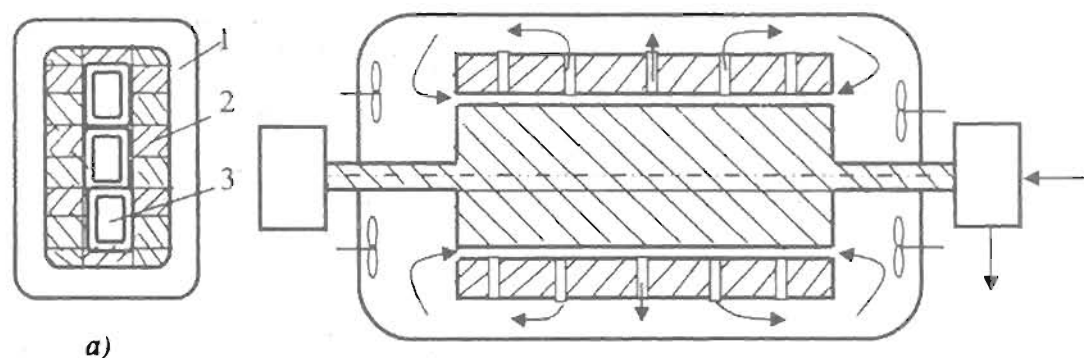
Ưu điểm của phương thức làm mát cưỡng bức:

- Hiệu suất làm mát cao hơn so với phương thức đối lưu tự nhiên.
- Không khí được làm sạch nên không gây hư hại cho cách điện.
- Có khả năng điều chỉnh được nhiệt độ làm mát.

2) Hệ thống làm mát trực tiếp

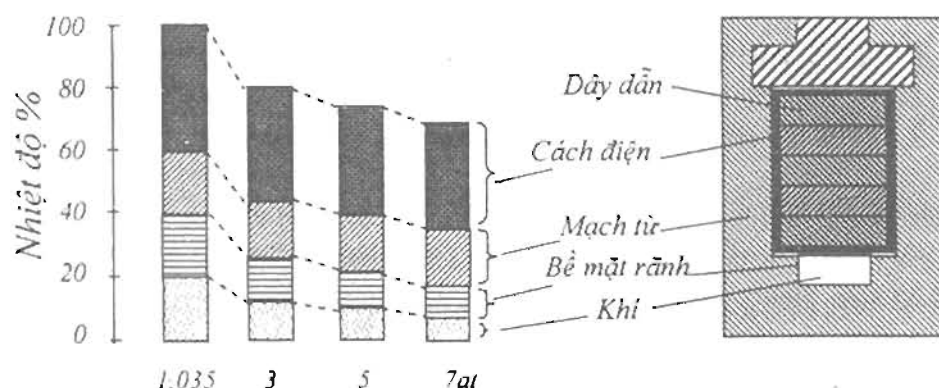
Trong hệ thống làm mát trực tiếp môi chất làm mát (thường là không khí, khí hydro, nước hoặc dầu) được dẫn qua dây dẫn rỗng (hình 3.7) và các rãnh chế tạo sẵn trong lõi thép,

do đó hiệu suất làm mát rất cao, tuy nhiên với hệ thống làm mát này đòi hỏi kết cấu máy rất phức tạp, giá thành đắt. Trong các môi chất làm mát thì nước có nhiều tính năng tốt hơn do không gây cháy nổ, độ dẫn nhiệt cao, độ nhớt thấp nên lưu thông dễ dàng, tuy nhiên cũng có nhược điểm là có thể gây ăn mòn và dẫn điện nếu nước không tinh khiết. Để đưa môi chất vào hệ thống các ống dẫn người ta chế tạo ra các hộp nối đặc biệt có răng chèn ở rotor. Trong một số máy phát, để nâng cao hiệu quả, người ta áp dụng hệ thống làm mát hỗn hợp. Trên hình 3.7.b. biểu thị hệ thống làm mát hỗn hợp máy phát tuabin hơi.



Hình 3.7. a) Cấu tạo dây dẫn rỗng; b) Hệ thống làm mát hỗn hợp máy phát điện tuabin hơi.
1 – lớp cách điện; 2 – dây dẫn; 3 – ống dẫn khí làm mát.

Để nâng cao hiệu suất làm mát người ta áp dụng giải pháp nâng cao áp lực khí. Trên hình 3.8 ta thấy khi nâng áp lực khí từ 1,035 lên đến 7 atm thì có thể hạ nhiệt độ còn 70%, điều đó cho phép cải thiện đáng kể chế độ nhiệt của máy phát.



Hình 3.8. Tác dụng của việc nâng cao áp lực khí đến sự phát nóng cuộn dây.

3.2.3. Hệ thống kích từ

Hệ thống kích từ (hay kích từ) có nhiệm vụ cung cấp dòng điện một chiều cho các cuộn dây kích từ nhằm giữ điện áp không đổi khi phụ tải biến đổi và nâng cao giới hạn công suất truyền tải từ nhà máy điện vào hệ thống đảm bảo ổn định tĩnh và ổn định động. Trong

chế độ làm việc bình thường bộ tự động điều chỉnh kích từ (TĐK) sẽ điều chỉnh điện áp trên đầu cực máy phát, thay đổi lượng công suất phản kháng đồng thời nâng cao ổn định tĩnh và ổn định động của hệ thống. Trong chế độ sự cố (ngắn mạch) chỉ có bộ phận kích từ cường bức làm việc. nó cho phép duy trì điện áp của lưới ổn định. Hiệu quả thực hiện nhiệm vụ trên phụ thuộc vào đặc trưng và thông số của hệ thống kích từ cũng như kết cấu của bộ phận TĐK.

Để đảm bảo chế độ làm việc chất lượng và tin cậy, dòng một chiều cung cấp cho cuộn dây kích từ của MPĐ đồng bộ phải đủ lớn. Thông thường đòi hỏi công suất định mức của hệ thống kích từ bằng $(0,2 \div 0,6)\%$ công suất định mức của MPĐ. Việc tạo ra hệ thống kích từ có công suất lớn như vậy thường gặp rất nhiều khó khăn. Đó là vì công suất chế tạo của các máy phát điện một chiều bị hạn chế bởi điều kiện làm việc của bộ phận đổi chiều. Khi công suất lớn, do tia lửa phát sinh mạnh, nên bộ phận làm việc kém tin cậy và mau hỏng. Bởi vậy, đối với các MPĐ công suất lớn, thay vì sử dụng hệ thống kích từ một chiều, người ta thường áp dụng hệ thống kích từ dùng MPĐ xoay chiều kết hợp với bộ chỉnh lưu. Ngoài công suất định mức và điện áp định mức, hệ thống kích từ còn được đặc trưng bằng hai thông số quan trọng khác là điện áp kích từ giới hạn U_{fgh} và hằng số thời gian T_e .

Điện áp kích từ giới hạn là điện áp kích từ lớn nhất để tạo ra dòng điện của hệ thống kích từ. Điện áp này càng lớn thì phạm vi tác động điều chỉnh dòng kích từ càng rộng và càng có khả năng điều chỉnh nhanh. Đối với MPĐ tuabin hơi thường có giá trị lớn hơn hoặc bằng điện áp định mức máy phát ($U_{fgh} \geq U_{nF}$), còn ở MPĐ thủy điện thì $U_{fgh} \geq 1,5U_{nF}$. Trong nhiều trường hợp, để đáp ứng yêu cầu đảm bảo ổn định của hệ thống người ta áp dụng điện áp giới hạn lớn hơn $U_{fgh} = (3 \div 4)U_{nF}$. Tuy nhiên U_{fgh} càng lớn đòi hỏi cách điện của hệ thống kích từ càng phải cao.

Hằng số thời gian T_e đặc trưng cho tốc độ thay đổi dòng kích từ, nó được xác định bởi quán tính điện từ của các cuộn dây điện cảm. Hằng số thời gian có trị số càng nhỏ thì tốc độ điều chỉnh kích từ càng nhanh. Tính tác động nhanh của hệ thống kích từ được đặc trưng bởi tốc độ tăng điện áp kích từ trong trường hợp kích từ cường bức:

$$v = 0,632 \frac{U_{fgh} - U_{nF}}{U_{nF} t_1} \quad (3.2)$$

trong đó:

U_{fgh} - điện áp kích từ giới hạn;

U_{nF} - điện áp định mức;

t_1 - thời gian để tăng điện áp kích từ từ trị số định mức U_{nF} đến trị số

$$U_{nF} + 0,632(U_{fgh} - U_{nF}).$$

Đây chính là tốc độ trung bình tăng điện áp ở giai đoạn đầu của quá trình kích từ cường bức. Đa số các trường hợp có thể coi điện áp kích từ cường bức tăng theo quy luật hàm mũ:

$$U_f(t) = U_{fgh} - (U_{fgh} - U_{nF})e^{-t/T_e}, \quad (3.3)$$

Công thức (3.3) cho thấy, tốc độ tăng điện áp kích từ càng nhanh khi U_{gh} càng lớn và hằng số thời gian T_e càng nhỏ. Các tham số này phụ thuộc vào kết cấu và nguyên lý làm việc của hệ thống kích từ cụ thể.

Hệ thống kích từ có thể được chế tạo theo 3 loại sau:

- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều;
- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện xoay chiều chỉnh lưu;
- Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển.

1). Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều

Để quay MPĐ một chiều người ta sử dụng năng lượng của chính trục quay của MPĐ đồng bộ. Đôi khi cũng có thể sử dụng một động cơ điện xoay chiều riêng cho mục đích này. Động cơ xoay chiều được cung cấp từ lưới điện tự dùng của nhà máy qua máy biến áp hoặc từ một MPĐ đồng bộ riêng ghép cùng trục với MPĐ chính nhưng có công suất nhỏ.

Trường hợp đầu có ưu điểm là đơn giản, tin cậy, giá thành hạ, tốc độ quay ổn định không phụ thuộc vào điện áp của lưới điện tự dùng. Tuy nhiên, có nhược điểm là khi cần sửa chữa máy kích từ nhất thiết phải ngừng máy phát điện đồng bộ, không thay thế được bằng nguồn kích từ dự phòng. Ngoài ra, tốc độ quay quá lớn của tuabin hơi không thích hợp với MPĐ một chiều, do đó phương pháp này được sử dụng chỉ ở các MPĐ công suất nhỏ. Đối với MPĐ thủy điện, tốc độ trục quay lại quá nhỏ cũng hạn chế công suất chế tạo MPĐ kích từ. Nhược điểm của phương án dùng động cơ điện xoay chiều là vận hành phức tạp, giá thành cao, chịu ảnh hưởng của việc thay đổi tần số và điện áp lưới nhất là trong chế độ sự cố. Về mặt này phương án cung cấp cho động cơ từ máy phát điện xoay chiều, nối cùng trục với máy phát điện chính, tỏ ra có ưu điểm hơn.

Nhược điểm chung của hệ thống kích từ dùng MPĐ một chiều là hằng số thời gian T_e lớn ($0,3 \div 0,6s$) và giới hạn điều chỉnh không cao. Ngoài ra do có vành góp và chổi điện, công suất chế tạo bị hạn chế. Vì vậy hệ thống kích từ loại này thường chỉ được áp dụng ở các MPĐ nhỏ và trung bình.

2). Hệ thống kích từ máy phát điện xoay chiều và chỉnh lưu

Có hai loại chính: dùng máy phát điện xoay chiều tần số cao và dùng máy phát điện xoay chiều không vành trượt.

Máy phát điện xoay chiều với tần số cao được chế tạo theo kiểu cảm ứng: rotor không có cuộn dây. cuộn kích từ cũng đặt ở phần tĩnh. Từ thông thay đổi được nhờ vào kết cấu thay răng rãnh của rotor. Cuộn kích từ chính của MPĐ kích từ thường được nối trực tiếp với tải của nó. Các cuộn kích từ phụ được cung cấp và điều chỉnh qua thiết bị TĐK với nhận diện năng từ phía đầu cực của MPĐ đồng bộ (qua các máy biến đổi áp và dòng BU và BI). Tần số của dòng điện trong MPĐ kích từ tần số cao là 500Hz (khi quay cùng trục với MPĐ đồng bộ tuabin hơi 3000v/ph). Dòng điện này được chỉnh lưu ba pha biến đổi thành dòng điện một chiều.

Dùng MPĐ xoay chiều tần số cao, hệ thống kích từ có thể áp dụng cho các MPĐ đồng bộ công suất lớn (200÷300) MW. Hạn chế công suất trong trường hợp này chủ yếu vẫn là do tồn tại vành trượt và chổi điện cung cấp dòng điện kích từ cho rotor của máy phát điện đồng bộ.

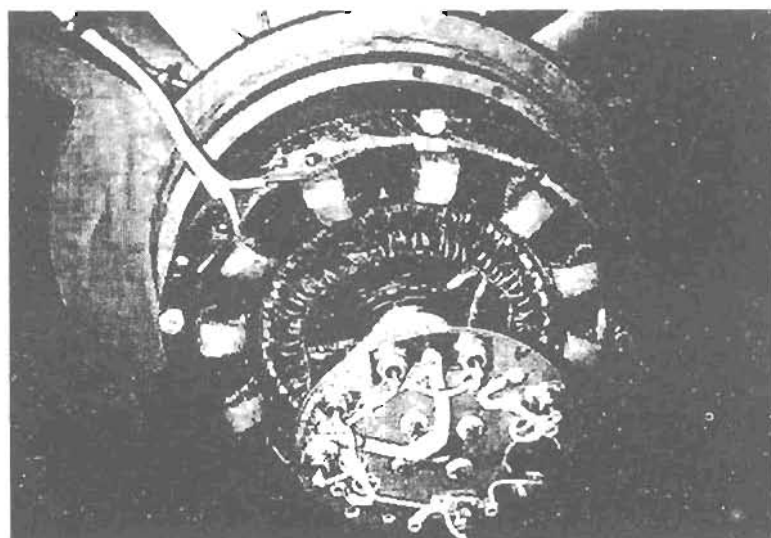
Hằng số thời gian T_e và điện áp kích từ giới hạn U_{fgh} trong trường hợp này gần như hệ thống kích từ dùng MPĐ một chiều (T_e lớn, U_{fgh} nhỏ).

Để tăng công suất kích từ lên hơn nữa người ta áp dụng hệ thống kích từ không vành trượt. Trong hệ thống kích từ này người ta dùng MPĐ xoay chiều ba pha quay đồng trục với MPĐ chính làm nguồn cung cấp. Máy phát xoay chiều có kết cấu đặc biệt: cuộn kích từ đặt ở stator, còn cuộn dây ba pha lại đặt ở rotor. Dòng điện xoay chiều ba pha tạo ra ở máy phát kích từ được chỉnh lưu thành dòng điện một chiều nhờ bộ chỉnh lưu công suất lớn cũng gắn ngay trên trục rotor của các máy phát. Nhờ vậy cuộn dây kích từ của MPĐ chính có thể nhận ngay được dòng điện chỉnh lưu không qua vành trượt và chổi điện.

Để cung cấp cho cuộn dây kích từ của máy phát kích từ (đặt ở stato) người ta dùng một bộ chỉnh lưu khác (thường là chỉnh lưu có điều khiển) mà nguồn cung cấp của nó có thể là MPĐ xoay chiều tần số cao hoặc nguồn xoay chiều bất kỳ khác. Ngoài ưu điểm có công suất lớn, hằng số thời gian kích từ T_e của hệ thống kích từ loại này cũng quá nhỏ (0,1÷0,5)s, điện áp kích từ giới hạn lớn hơn.

3). Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển

Việc áp dụng hệ thống kích từ với các loại chỉnh lưu có điều khiển công suất lớn (các chỉnh lưu thủy ngân có cực điều khiển, các bộ thyristor) cho phép giảm hằng số thời gian T_e . Nguồn điện xoay chiều ba pha cung cấp cho cuộn dây kích từ của máy phát đồng bộ qua bộ chỉnh lưu có điều khiển là một máy phát điện xoay chiều ba pha tần số (50÷500)Hz, hoặc máy biến áp tự dòng (hình 3.9).

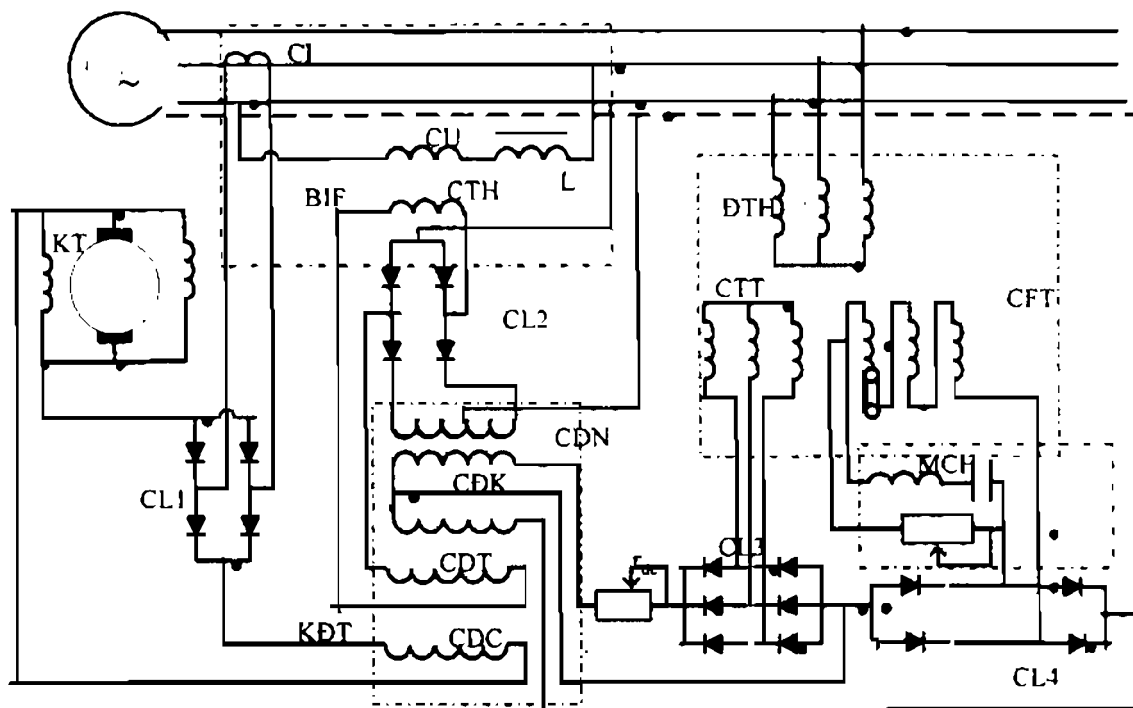


Hình 3.9. Sơ đồ cấu tạo của hệ thống kích từ máy phát điện.

Khác với chỉnh lưu bình thường, trong chỉnh lưu có điều khiển, ngoài điều kiện thuận chiều của điện áp trên chỉnh lưu, còn đòi hỏi có một tín hiệu (dòng điện) xuất hiện trên cực điều khiển mới có dòng điện chạy qua. Tốc độ điều chỉnh của hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển rất nhanh, có thể coi như tác động tức thời vào điện áp kích từ. Hằng số thời gian chỉ còn khoảng $(0,02 \div 0,04)s$. Do ưu điểm của hệ thống kích từ này, chúng được áp dụng rộng rãi trong các MPĐ công suất lớn, có yêu cầu điều chỉnh cao.

3.2.4. Bộ tự động điều chỉnh điện áp

Bộ tự động điều chỉnh điện áp của máy phát điện hoạt động theo nguyên lý sau: Hai cuộn dây: cuộn thứ nhất nhận tín hiệu được lấy từ máy biến điện áp BU và cuộn dây thứ 2 - từ máy biến dòng BI ở đầu cực máy phát đưa vào bộ tự động điều chỉnh kích từ (TKT). Cuộn dây 1 còn nhận thêm dòng kích từ của máy kích từ phụ (khi đã qua chỉnh lưu). Hai cuộn này tạo nên hiệu ứng corrector thuận và nghịch cho việc điều chỉnh điện áp của máy phát. Ngoài ra có thêm cuộn thứ 3 mắc nối tiếp với mạch kích từ chính có nhiệm vụ tăng tốc cho những tín hiệu điều chỉnh (dòng kích từ). Sơ đồ này được thể hiện trên hình 3.10.

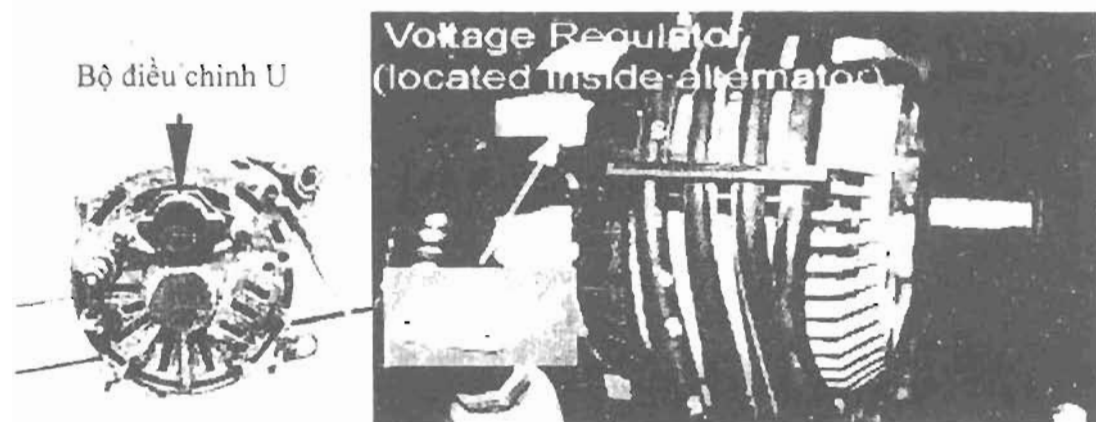


Hình 3.10. Sơ đồ nguyên lý cơ cấu phức hợp có hiệu chỉnh điện áp (corrector):

BIF – máy biến dòng pha phức hợp từ hoá; CI – cuộn dòng; CU – cuộn áp; CL – bộ chỉnh lưu xelen; KĐT – bộ khuếch đại từ; ĐTH – bộ đo tín hiệu; CDK – cuộn dây điều khiển của KĐT; CDN – cuộn dây phản hồi ngoài của KĐT; CDT – cuộn dây phản hồi trong của KĐT; CDC – cuộn dây phản hồi của bộ điều chỉnh; CTH – cuộn từ hoá; CTT – cuộn dây của phần tử tuyến tính; CFT – cuộn dây của phần tử phi tuyến; MCH – mạch cộng hưởng.

Bộ phận chính của cơ cấu là máy biến dòng phức hợp từ hoá (BIF). Máy này có 2 cuộn dây sơ cấp: cuộn thứ nhất gọi là cuộn dòng (CI), mắc nối tiếp trong mạch cuộn dây stator của máy phát, cuộn thứ 2 gọi là cuộn áp (CU), được mắc song song trong mạch, cuộn dây này được cung cấp bởi điện áp dây của máy phát qua cuộn cảm có khe hở không khí L. Cuộn dòng CI có thể mắc vào một, hai hoặc cả ba pha của máy phát, phụ thuộc vào đặc tính điều chỉnh cần có.

Trên hình 3.11 biểu thị bộ điều chỉnh điện áp lắp bên trong máy phát điện. Dòng kích từ của máy kích từ (xoay chiều tần số cao) được đưa qua bộ chỉnh lưu bởi các diod. Sau đó mạch được mắc nối tiếp với một bộ gồm tụ điện và điện trở (nhằm san bằng dòng điện rồi được đưa vào mạch kích từ). Trong mạch kích từ còn có aptomat khử từ trường. Khi máy phát bị ngắt đột ngột, aptomat khử từ trường sẽ đóng mạch kích từ vào một điện trở khử từ trường. Mạch kích từ dự phòng khi cần thiết sẽ được đóng trực tiếp vào cuộn dây kích từ mà không qua bộ tự động đóng dự phòng. Do đó khi kích từ dự phòng sẽ không tự động điều chỉnh được điện áp.

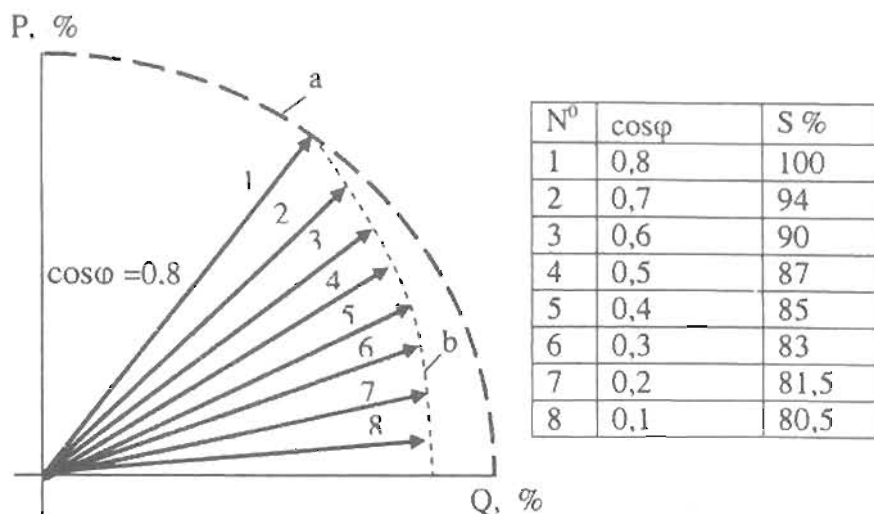


Hình 3.11. Bộ điều chỉnh điện áp lắp trong máy phát điện.

3.2.5. Chế độ làm việc của máy phát

1). Chế độ làm việc bình thường của máy phát là chế độ làm việc ứng với các tham số định mức hoặc các tham số gần với định mức. Các tham số của máy phát gồm: công suất, dòng stator, dòng rotor, tần số, hệ số công suất, nhiệt độ và áp suất của môi chất.

Dòng điện lâu dài của stator và rotor phải nhỏ hơn giá trị cho phép. Nếu nhiệt độ của môi trường làm mát thấp thì có thể tăng công suất của máy phát. Nếu nhiệt độ của môi trường làm mát cao hơn giá trị cho phép thì dòng điện stator và rotor phải giảm đến giá trị mà nhiệt độ của các cuộn dây không thể vượt quá trị số cho phép.



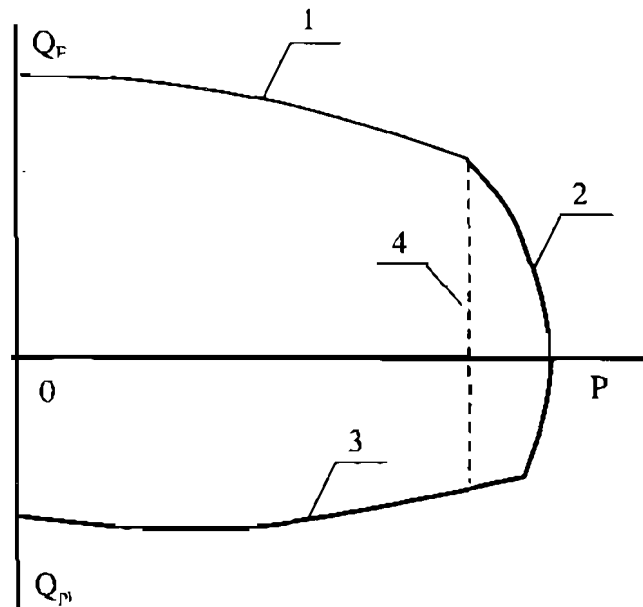
Hình 3.12. Biểu đồ công suất giới hạn của máy phát phụ thuộc vào hệ số $\cos\varphi$:
a - đường giới hạn theo dòng stator; b - đường giới hạn theo dòng của rotor.

Máy phát với hệ thống làm mát gián tiếp khi hệ số $\cos\varphi=0,8$ có thể làm việc với công suất tác dụng bằng công suất định mức toàn phần, nếu tuabin cho phép sự quá tải này. Sự làm việc của rotor khi đó thậm trí còn nhẹ nhàng hơn ở chế độ định mức, vì dòng kích từ giảm do sự tác động từ hoá của phụ tải phản kháng giảm. Yếu tố giới hạn toàn phần trong trường hợp này chính là dòng stator. Biểu đồ công suất giới hạn của máy phát phụ thuộc vào hệ số $\cos\varphi$ được thể hiện trên hình 3.12.

Đường thẳng 1 với hệ số công suất $\cos\varphi=0,8$ ứng với chế độ 100% công suất máy phát, đường 8 ứng với hệ số $\cos\varphi=0,1$ và 80,5%. Khi phụ tải tác dụng nhỏ hơn giá trị định mức, máy phát có thể nhận phụ tải phản kháng lớn hơn giá trị mà nó có thể gánh được ở chế độ định mức. Yếu tố xác định giới hạn trên của phụ tải phản kháng ứng với các giá trị giảm của phụ tải tác dụng chính là dòng rotor, dòng này không được vượt quá giá trị ở chế độ định mức.

Khả năng của máy phát được giới hạn bởi sự tác động nhiệt đối với các phần khác nhau của máy. Hình 3.13 biểu thị đường đặc tính khả năng của máy phát, còn gọi là đường chữ D (vì trông nó giống hình chữ D). Đường đặc tính này có ba thành phần giới hạn : đốt nóng của trường nhiệt, đốt nóng của lõi thép và đốt nóng của các đầu cực. Các cuộn dây được nối với các đầu cực, chính vì vậy giới hạn nhiệt của các đầu cực cũng là giới hạn nhiệt của các cuộn dây. Các tuabin thường được thiết kế với công suất thấp hơn so với máy phát, bởi vì các máy phát thường phải cung cấp hoặc tiêu thụ một lượng công suất phản kháng để duy trì điện áp (đường 4 hình 3.13 biểu thị giới hạn của động cơ sơ cấp).

Nếu các tham số của máy phát gần đến giá trị giới hạn thì sẽ có tín hiệu cảnh báo xuất hiện, lúc đó các thiết bị bảo vệ và nhân viên vận hành sẽ phải áp dụng các biện pháp thích hợp để khống chế.



Hình 3.13. Đường cong khả năng máy phát :

- 1 - Giới hạn trường nhiệt ; 2 - Giới hạn đốt nóng lõi thép;
- 3 - Giới hạn đốt nóng cuộn dây ; 4 - Giới hạn động lực của tuabin;
- P – Công suất tác dụng trên cực máy phát ;
- Q_F - Công suất phản kháng trên cực máy phát ;
- Q_{pt} - Công suất phản kháng tiêu thụ.

2). Chế độ làm việc cho phép của máy phát điện khi điện áp sai lệch so với giá trị định mức

Khi điện áp ở đầu cực stator máy phát điện thay đổi trong giới hạn $\pm 5\% \div \pm 25\%$ so với điện áp định mức của máy phát thì cho phép duy trì công suất định mức trong điều kiện hệ số công suất $\cos\phi$ có giá trị định mức.

Để duy trì điện áp ở đầu cực máy phát trong phạm vi cho phép, qui định độ sai lệch điện áp cho phép ở đầu cực máy phát như sau: $\Delta U_{cp} = \pm 5\% U_n$

Nếu vận hành với điện áp $95\% U_n$ thì dòng điện stato I_s tăng cao, cuộn dây và mạch từ stato bị phát nóng dẫn đến hư hại cách điện của cuộn dây và mạch từ. Khi điện áp của máy phát giảm xuống dưới $90\% U_n$ thì máy phát sẽ mất ổn định với hệ thống.

Nếu vận hành với điện áp $U > 105\% U_n$ thì từ thông chính Φ_0 tăng, mạch từ bị phát nóng làm hư hại cách điện của các lá thép và cuộn dây. Nếu điện áp $U > 110\% U_n$ thì cách điện của cuộn dây dễ bị chọc thủng, điều đó không cho phép đối với hộ tiêu thụ, khi điện áp tăng các thiết bị điện sẽ bị hư hỏng.

Khi điện áp thay đổi từ 90% đến 110% thì dòng điện và công suất toàn phần của

máy phát điện được quy định sao cho phù hợp. Ví dụ sự thay đổi của công suất và dòng điện của máy phát ở nhà máy điện PL được cho trong bảng 3.3

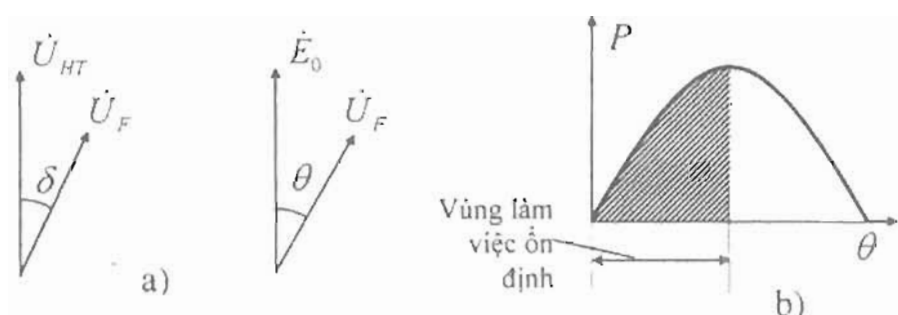
Bảng 3.3. Dòng điện và công suất thay đổi theo quy định điện áp

U(V)	11550	11450	11340	11240	11030	11000	10500	9980	9450
S(MVA)	127,1	129,7	133,7	135,6	138,4	141,2	141,2	141,2	132
I _{stator} (A)	6363	6518	6751	6980	7140	7570	7760	8150	8150

3). Chế độ làm việc của máy phát khi tần số thay đổi

Quy chuẩn vận hành cho phép tần số của máy phát dao động trong phạm vi $\Delta f_{cp} = \pm 0,2\text{Hz}$ hay $\Delta f_{cp} = \pm 0,4\% f_n$

Nếu vận hành máy phát với tần số $f < 50,2\text{Hz}$ thì rotor và tuabin bị vượt trước tốc độ $\left(n = \frac{60f}{P}\right)$ làm cho cánh tuabin bị rung, gối trục bị phát nóng do tổn hao ma sát ở gối trục tăng. Sự tăng nhanh của tần số có thể làm cho góc pha giữa điện áp của máy phát và điện áp của hệ thống vượt quá giới hạn cho phép $\delta(U_F, U_{HT}) > \delta_{CP}$, máy phát điện sẽ làm việc mất ổn định (xem hình 3.14).



Hình 3.14. a) Đồ thị vectơ điện áp và b) Đặc tính góc - công suất của MPĐ.

Nếu vận hành máy phát với tần số $f < 49,8\text{Hz}$ thì: Do tần số giảm nên tốc độ quay của rotor giảm dẫn đến điều kiện làm mát của máy phát bị kém đi, máy bị phát nóng. Mặt khác cánh tuabin cũng bị rung động. Công suất phát ra của máy phát sẽ giảm.

4). Chế độ cho phép của máy phát điện khi khí H_2 thay đổi

Nếu máy phát điện được làm mát bằng khí hydro H_2 mà khí áp lực của H_2 nhỏ hơn $2,5 \text{ kg/cm}^2$ thì không cho phép làm việc. Khi nhiệt độ của H_2 lớn hơn định mức dòng điện của stator và rotor của máy phát điện phải giảm đến mức sao cho nhiệt độ của các cuộn dây không lớn hơn nhiệt độ cho phép vận hành.

Việc giảm áp suất khí hydro so với giá trị định mức sẽ gây nguy hiểm, vì có thể sẽ có không khí lọt vào máy, còn đối với máy phát áp suất cao có thể dẫn đến sự đốt nóng cuộn dây. Nếu áp suất khí H_2 tăng quá giá trị định mức, có thể làm giảm độ tin cậy của hệ thống làm mát.

Độ ẩm của khí H_2 trong vỏ máy không được vượt quá 85% ở áp suất làm việc, độ ẩm của H_2 tăng sẽ làm giảm độ tin cậy và tuổi thọ của cách điện. Máy phát có hệ thống làm mát trực tiếp bằng khí hydro có thể làm việc với chế độ làm mát bằng không khí nếu giảm phụ tải.

Đối với các máy phát làm mát gián tiếp bằng khí hydro thì không thể làm việc với chế độ làm mát bằng không khí được. Độ sạch của khí hydro cũng làm ảnh hưởng đến chế độ làm mát. Nếu độ sạch giảm đi 1% thì hiệu quả làm mát giảm 10÷11%. Thành phần oxy trong máy phát không được vượt quá 1,2%, nếu điều kiện này không được đảm bảo thì có thể dẫn đến nguy cơ hình thành hỗn hợp gây nổ.

Ví dụ sự giảm dòng điện của stator máy phát điện theo nhiệt độ của H_2 ở nhà máy điện PL được ghi trong bảng 3.4 sau.

Bảng 3.4. Sự giảm dòng điện của stator máy phát điện theo nhiệt độ của khí hydro H_2 ở nhà máy nhiệt điện PL

$t (^{\circ}C)$	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
$I_{\text{stator}} (kA)$	7.6	7.53	7.4	7.3	7.2	7.03	6.87	6.72	6.56	6.41	6.17	5.94	5.71	5.5	5,2 4

Khi nhiệt độ của H_2 tăng hơn định mức trong giới hạn $37 \div 42^{\circ}C$ thì cho phép dòng stator giảm 1,5% ($116A/1^{\circ}C$), từ $42 \div 47^{\circ}C$ thì dòng cho phép stator giảm 2,5% ($155A/1^{\circ}C$), từ $47 \div 52^{\circ}C$ thì dòng của stator giảm 3% ($233A/1^{\circ}C$). Nghiêm cấm máy phát điện làm việc khi nhiệt độ của H_2 ở đầu vào vượt quá giới hạn $52^{\circ}C$. Trong trường hợp này với việc giảm phụ tải toàn phần của nhà máy thì trong thời gian 3 phút phải tìm cách giảm nhiệt độ của H_2 xuống bằng cách cắt máy sự cố ra khỏi lưới bằng tay.

5). Chế độ làm việc với phụ tải không đối xứng

Khi phải làm việc ở chế độ không đối xứng, trong dòng điện của stator xuất hiện thành phần thứ tự nghịch. Thành phần này sinh ra từ thông thứ tự nghịch, dẫn đến sự hình thành từ trường quay ngược chiều. Điều đó làm tăng độ đốt nóng, tăng tổn thất, tăng độ rung, đặc biệt đối với máy có cực từ lõi. Chỉ cho phép máy phát điện làm việc lâu dài khi hiệu số dòng điện trên các pha không lớn hơn 10% so với dòng điện định mức (đối với máy phát tuabin hơi) và không quá $20\%I_n$ (đối với máy phát tuabin nước). Khi đó không cho phép dòng điện bất cứ pha nào được lớn hơn trị số cho phép đã quy định trong chế độ đối

xúng, dòng điện thứ tự nghịch trong trường hợp này có trị số khoảng 5%÷7% dòng điện thứ tự thuận. Khi xảy ra mất đối xứng quá trị số cho phép cần có các biện pháp loại trừ hoặc giảm sự mất đối xứng, nếu trong khoảng thời gian 3 đến 5 phút không thể khắc phục được thì phải giảm phụ tải và cắt máy phát điện ra khỏi lưới.

6). Chế độ cho phép quá tải ngắn hạn

Tốc độ tăng phụ tải tác dụng của máy phát điện được xác định theo điều kiện làm việc của tuabin, trong trường hợp này dòng điện stator không được tăng nhanh hơn phụ tải tác dụng của máy phát điện.

Trong chế độ sự cố cho phép máy phát điện quá tải ngắn hạn dòng điện của stator và rotor, trị số quá tải của stator và rotor cho phép các thông số khí H₂, điện áp và hệ số công suất ở định mức, các trị số quá tải và thời gian cho phép duy trì được duy trì ở nhà máy nhiệt điện PL cho trong bảng 3.5. và bảng 3.6.

Bảng 3.5. Trị số quá tải và thời gian duy trì cho phép theo dòng điện stator

t (phút)	1	2	3	4	5	6	15	60
I _{stator} (kA)	15,52	11,64	10,86	10,09	9,70	9,3	8,9	8,54

Bảng 3.6 Trị số quá tải cho phép của dòng rotor theo thời gian

t (phút)	0,33	1	4	60
I _{rotor} (kA)	3,500	2,745	2,196	1,940

* Không áp dụng quá tải sự cố cho các điều kiện làm việc bình thường

8). Chế độ vận hành không đồng bộ

Khả năng máy phát điện vận hành ở chế độ không đồng bộ được xác định theo mức giảm điện áp và có đủ công suất phản kháng dự phòng của hệ thống, nếu hệ thống cho phép máy phát điện làm việc ở chế độ không đồng bộ thì khi mất kích từ phải lập tức cắt aptomat khử từ trường và giảm phụ tải tác dụng đến 60% công suất định mức trong thời gian 30 giây, tiếp theo giảm công suất 40% công suất định mức trong thời gian 1,5 phút.

Trường hợp này cho phép máy phát làm việc ở chế độ không đồng bộ trong thời 30 phút kể từ thời điểm bắt đầu mất kích từ để tìm ra nguyên nhân sự cố và sửa chữa, nếu sau 30 phút không tìm ra nguyên nhân thì phải đưa kích từ dự phòng vào làm việc.

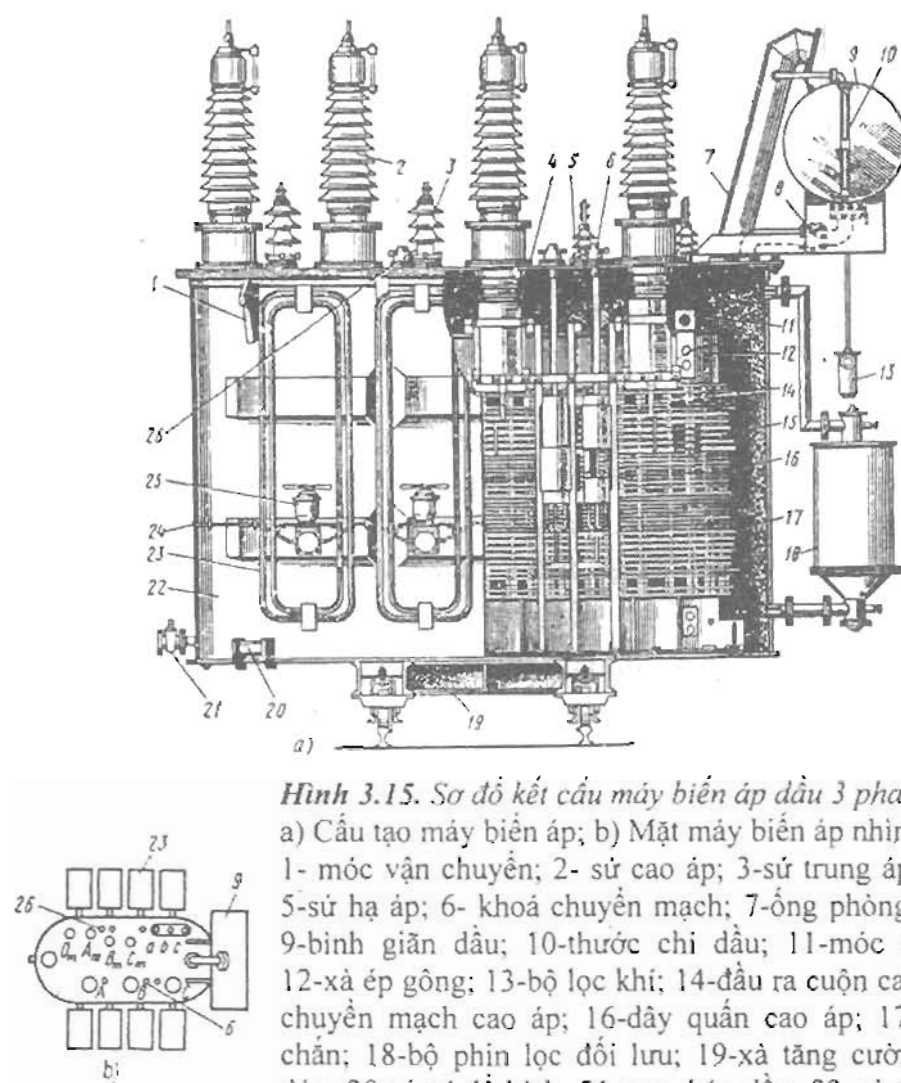
3.3. Máy biến áp điện lực

Máy biến áp điện lực là thiết bị điện từ tĩnh dùng để biến đổi điện áp trong mạng điện xoay chiều. Sơ đồ kết cấu của máy biến áp được thể hiện trên hình 3.15.

3.3.1. Đặc điểm kết cấu

1). **Mạch từ:** Mạch từ của máy biến áp được làm bằng thép kỹ thuật gồm các lá thép dát mỏng có sơn cách điện để cách ly các lá thép với nhau với mục đích giảm dòng điện xoáy chạy trong lõi thép, do đó làm tăng hiệu suất của máy biến áp.

2). **Các cuộn dây:** Cuộn dây sơ cấp và thứ cấp được lồng vào các trụ của mạch từ, theo từng lớp. Các lớp dây được cách điện với nhau. Các cuộn dây của máy biến áp được đấu theo hình sao hoặc tam giác ứng với các tổ nối dây thích hợp.



Hình 3.15. Sơ đồ kết cấu máy biến áp dầu 3 pha 16000/110kV:

a) Cấu tạo máy biến áp; b) Mặt máy biến áp nhìn từ trên xuống;
 1- móc vận chuyển; 2- sứ cao áp; 3- sứ trung áp; 4- trụ bakelit;
 5- sứ hạ áp; 6- khoá chuyển mạch; 7- ống phòng nổ; 8- rôle hơi;
 9- bình giãn dầu; 10- thước chỉ dầu; 11- móc nâng ruột máy;
 12- xà ép gông; 13- bộ lọc khí; 14- đầu ra cuộn cao áp; 15- thiết bị
 chuyển mạch cao áp; 16- dây quấn cao áp; 17- cuộn dây màn
 chắn; 18- bộ phin lọc dầu lưu; 19- xà tăng cường độ cứng của
 đáy; 20- vị trí để kích; 21- van tháo dầu; 22- vỏ thùng; 23- bộ tản
 nhiệt; 24- cáp cấp điện cho động cơ quạt; 25- động cơ quạt;
 26- bộ truyền động chuyển mạch điều chỉnh điện áp.

3). Vỏ máy biến áp được chế tạo bằng thép có thể chịu được áp suất cao, bên trong vỏ máy biến áp cùng với ruột máy (mạch từ và các cuộn dây) là dầu biến thể có nhiệm vụ cách điện và làm mát cho máy. Quanh thùng máy biến áp người ta lắp các cánh tản nhiệt để tăng bề mặt tiếp xúc của dầu với môi trường làm mát. Đối với các loại máy biến áp công suất lớn người ta phải trang bị các hệ thống làm mát bằng quạt hoặc bằng máy bơm nước. Để máy biến áp làm việc bình thường các tiêu chuẩn của dầu biến thể phải được tuân thủ nghiêm ngặt. Để đảm bảo thuận tiện cho quá trình vận hành và tránh những sai sót có thể xảy ra, trên vỏ của mỗi máy biến áp cũng như trên cửa của tất cả các phòng trong trạm biến áp nhất thiết phải được ghi số hiệu của máy của trạm và cả của đơn vị quản lý. Trên thùng của máy biến áp một pha phải được biểu thị màu sắc pha tương ứng.

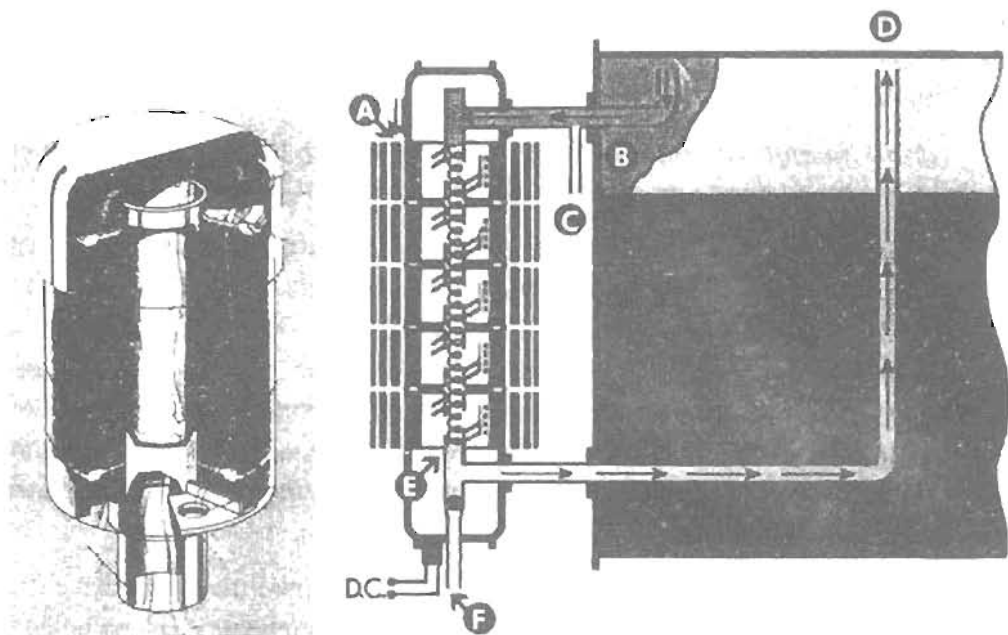
4). Bình giãn nở

Trong quá trình vận hành thể tích của dầu thay đổi theo nhiệt độ đốt nóng, hệ số giãn nở thể tích của dầu khoảng 0,0007. Nhiệt độ dầu trong thùng có thể đạt tới $110 \div 120^{\circ}\text{C}$ làm cho khối lượng dầu có thể tăng lên đến 10%. Bình giãn nở được trang bị để chứa lượng dầu tăng lên này. Với phụ tải định mức, nhiệt độ của dầu không được vượt quá trị số cho phép ứng với các phương thức làm mát của máy (xem phần 2.3.2. chương 2).

5). Bộ hô hấp

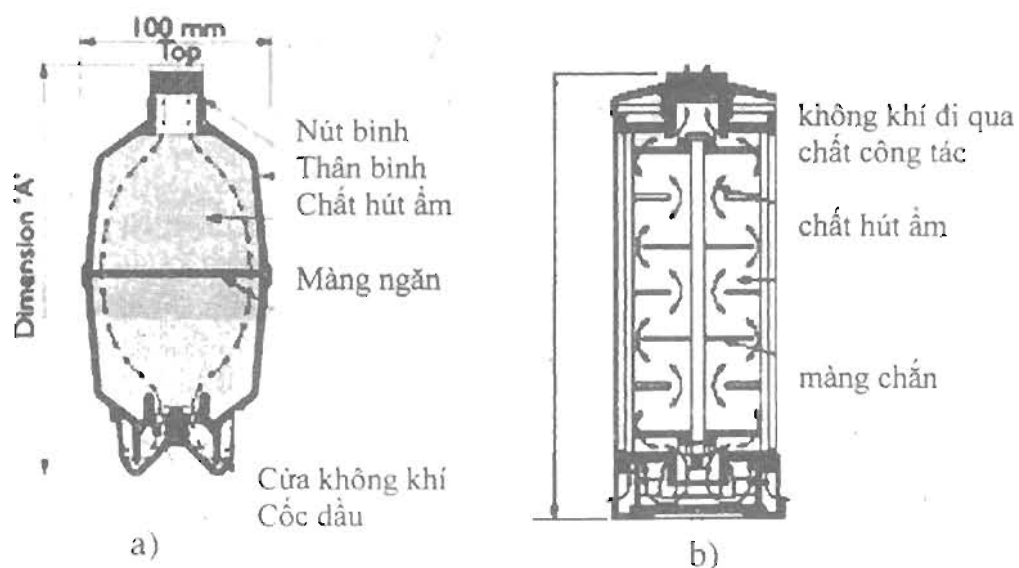
Trong quá trình vận hành để giảm hơi ẩm do các tác nhân khác nhau gây nên trong thùng dầu, người ta sử dụng bộ hô hấp (còn gọi là bộ thở) khử nước trong thùng dầu. Bộ hô hấp được nối với bình giãn nở qua các ống dẫn, nó có nhiệm vụ hút ẩm của không khí trong bình giãn nở. Các bộ thở khử nước thông thường được dùng với chất hút ẩm silicagel hoặc các chất làm khô tương tự. Không khí từ môi trường được dẫn vào bình giãn nở sẽ đi qua các chất hút ẩm, hơi nước được các hạt hút ẩm giữ lại làm cho không khí khô. Việc kiểm tra và thay thế các hạt hút ẩm được thực hiện định kỳ (thường khoảng 3÷12 tháng phụ thuộc vào loại hạt hút ẩm). Sơ đồ nguyên lý hoạt động của bộ hô hấp được thể hiện trên hình 3.16.

Khi bình dầu phụ (bình giãn nở) hút khí vào (chẳng hạn do phụ tải giảm), dòng không khí chạy qua bộ hô hấp vào trong thiết bị. Bộ hô hấp (A) sẽ rút không khí ẩm và ẩm từ khoảng trống (B) hoặc từ bên ngoài (C) theo ống dẫn hẹp và đưa nó đi qua chất hút ẩm silicagel đến buồng sấy (E). Tại đây có một thiết bị tạo nhiệt bằng điện được sử dụng luân phiên làm nóng và lạnh ống dẫn để loại trừ hơi ẩm và đẩy nó thoát ra theo ống dẫn (F). Không khí lạnh và khô sau đó được dẫn đến buồng chứa (D). Như vậy một lượng hơi ẩm của máy sẽ bị đào thải. Trong thực tế người ta áp dụng nhiều model khác nhau của bình hô hấp, dưới đây sẽ trình bày một số dạng cơ bản:



Hình 3.16. Sơ đồ nguyên lý của bộ hồ hấp làm khô không khí.

a) Bộ hồ hấp làm khô HBP (hình 3.17.a) áp dụng cho các loại máy biến áp cỡ nhỏ có lượng dầu ít. Thân bình và cốc dầu được đúc trong chất polycarbonat cứng cho phép chống lại sự tác động cơ học và sự ngâm nước. Chất hút ẩm được sử dụng là silicagel. Vật liệu trong suốt của bình cho phép quan sát được chất hút ẩm từ khoảng cách xa. Mô hình cải tiến của bộ thờ này là HBP/2 cho phép áp dụng đối với các loại máy biến áp công suất lớn hơn.



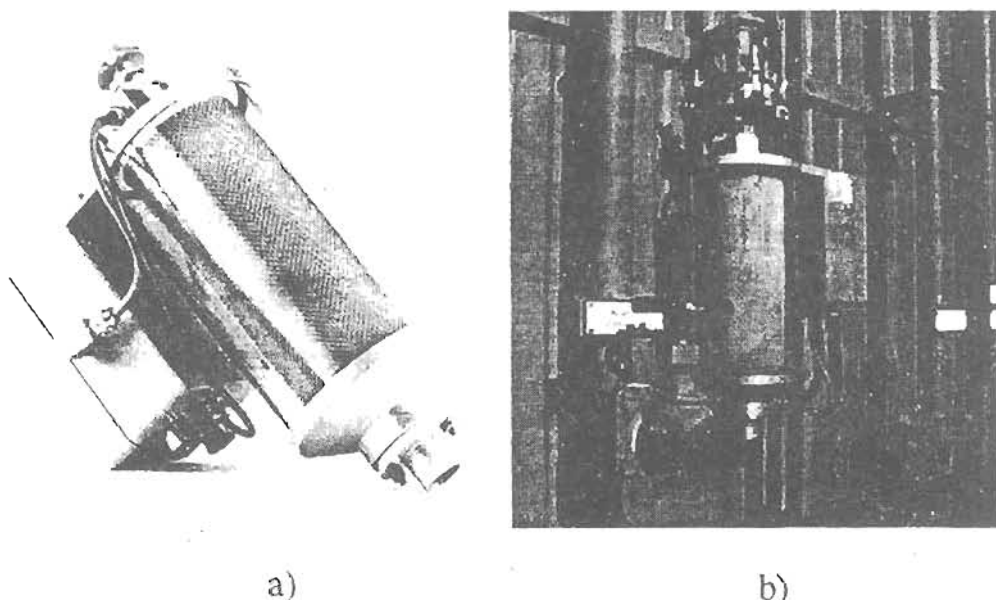
Hình 3.17. Bộ hồ hấp HBP (a) và bộ hồ hấp HB (b).

b) **Bộ hô hấp làm khô HB** (hình 3.17.b) áp dụng cho các loại máy biến áp cỡ lớn, chất công tác được làm từ polycarbonat có bổ sung chất bảo vệ bằng lớp polythen với màng kim loại.

c) **Bộ hô hấp DB 100** (hình 3.18) được coi là bình hô hấp miễn bảo dưỡng vì chất silicagel trong bình không cần phải thay thế trong suốt thời gian vận hành.

Khi bình dầu phụ hít khí vào, dòng không khí chạy qua bộ lọc kim loại đã được làm nóng vào trong thiết bị. Trong khoang chứa hạt hút ẩm nước sẽ bị giữ lại làm cho không khí khô trước khi đi vào bình dầu phụ qua các ống dẫn. Trên mặt bích của bộ thở này có gắn một cảm biến độ ẩm, khi độ ẩm vượt quá trị số định trước, chất hút ẩm sẽ được đun nóng bởi điện trở sấy gắn trong khoang làm khô. Nhiệt độ đốt nóng được kiểm soát bởi một cảm biến nhiệt độ, đặt tại mặt bích kết nối. Hơi nước tạo ra bởi quá trình đốt nóng được ngưng tụ do đối lưu trong bộ thở ở mặt bích kim loại phía đáy. Nước ngưng tụ được thoát ra ngoài qua bộ lọc.

Ưu điểm của loại bình hô hấp này là không cần phải thay thế chất hút ẩm vì bản thân chất hút ẩm cũng được sấy thường xuyên; Hệ thống có thể tự giám sát hoặc được giám sát từ xa bởi hệ thống tự động điều khiển; Không gây ô nhiễm môi trường và rất dễ lắp đặt khi nâng cấp thiết bị.



Hình 3.18. a) Hình dạng bao quát của bộ hô hấp DP 100;
b) Bộ hô hấp DP 100 lắp trên máy biến áp.

5). Bộ điều chỉnh điện áp

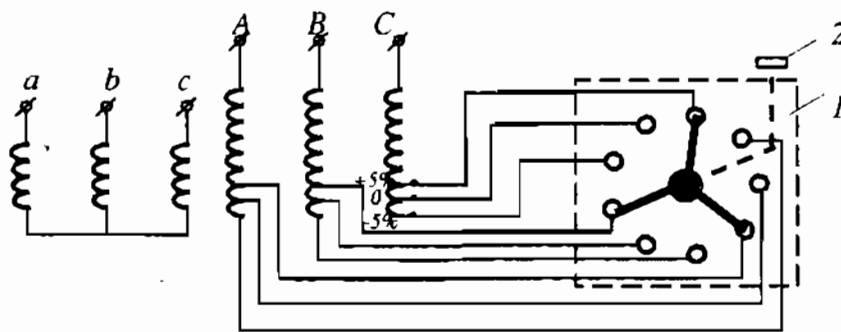
Một trong những biện pháp điều chỉnh điện áp trong mạng điện có hiệu quả cao nhất là chuyển đầu phân áp. Các cuộn dây sơ cấp của các máy biến áp được chế tạo với nhiều đầu ra. Đối với các máy biến áp tiêu thụ thường có 5 cấp là - 5%; - 2,5%; 0; +2,5 và +5%. Đối với các máy biến áp lớn số cấp nhiều hơn và khoảng cách giữa các cấp cũng nhỏ hơn. Bộ điều áp dưới tải (ĐAT) được thiết kế để tự động chuyển nấc máy biến áp phụ thuộc vào sự thay đổi của phụ tải để luôn duy trì trị số điện áp cho phép trên thanh cái của trạm biến áp. Các đầu phân áp được đặt ở các cuộn dây phía cao áp, chúng được gắn với bộ chuyển nấc. Sở dĩ bộ điều áp đặt ở phía cao áp là vì phía cao áp có dòng điện bé hơn phía hạ áp nhiều nên tiết diện dây dẫn bé hơn, kết cấu tiếp điểm gọn nhẹ hơn, sự điều chỉnh nhẹ nhàng hơn và giảm nhỏ được công suất của động cơ điều chỉnh bộ điều áp. Các bộ ĐAT làm việc theo các phương pháp dập hồ quang khác nhau như dập trong dầu, trong chân không, bằng bán dẫn vv. trong số đó phương pháp dập hồ quang trong dầu được áp dụng nhiều hơn cả.

Căn cứ vào công suất và đặc điểm đặt máy người ta thường chế tạo 2 loại bộ điều áp:

- Bộ điều áp không tải.
- Bộ điều áp dưới tải.

a) Bộ điều áp không tải

Bộ điều áp không tải (hình 3.19) được đặt ở tất cả các máy biến áp có điện áp từ 6÷220kV. Khi $S_n \leq 5600\text{kVA}$, $U_n \leq 38,5\text{kV}$ thì thường bộ điều áp chỉ có 2 nấc điều chỉnh điện áp, phạm vi điều chỉnh $\Delta U_{dc} = \pm 5\% U_n$. Các máy biến áp có S_n trên 5600kVA và tất cả các máy có $U_n > 38,5\text{kV}$ thì dùng bộ điều áp có 4 nấc điều chỉnh điện áp: $\pm 2 \times 2,5\% U_n$. Trường hợp đặc biệt thì +2,5% và -3×2,5% hoặc -4×2,5% U_n .



Hình 3.19. Sơ đồ nguyên lý bộ điều áp không tải có 2 nấc điều chỉnh:

1- Bộ thay đổi đầu phân áp. 2- Tay chuyển nấc phân áp.

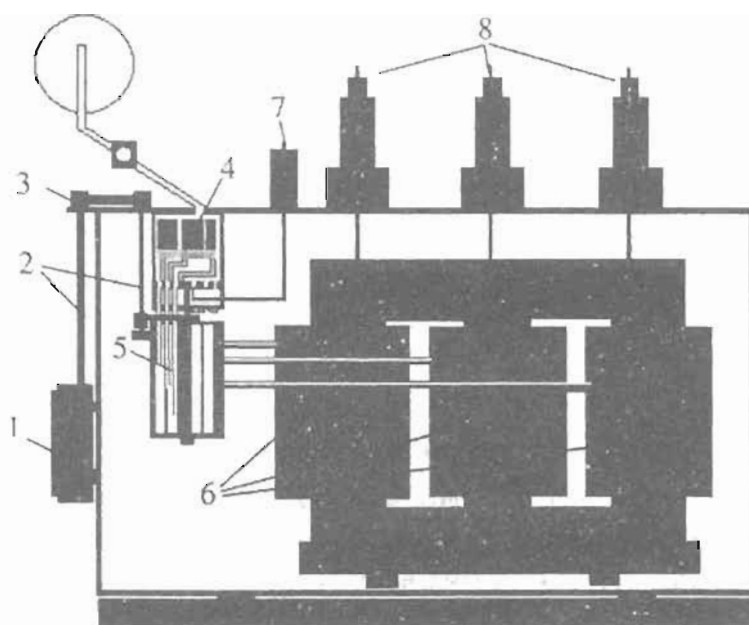
Khi máy chuẩn bị làm việc, chọn trước một đầu phân áp thích hợp để trong các chế độ vận hành khác nhau điện áp của mạng đều không lệch quá phạm vi cho phép, sau đó đóng máy vào vận hành. Khi máy đã mang tải, nếu muốn điều chỉnh điện áp phải cắt phụ

tải, tách máy ra khỏi lưới rồi xoay nấc phân áp về nấc muốn chọn, cuối cùng đóng máy vào làm việc và đóng phụ tải cho máy.

Như vậy, nguyên tắc làm việc của bộ điều áp không tải chỉ được điều chỉnh đầu phân áp khi máy không tải.

b) Bộ điều áp dưới tải

Bộ điều áp dưới tải thường được đặt ở những máy có công suất lớn công suất $S_n \geq 7500\text{kVA}$ và $U_n > 38,5\text{kV}$. Sự điều chỉnh điện áp được thực hiện một cách linh hoạt và không bị gián đoạn cung cấp điện. Sơ đồ bộ điều áp dưới tải được thể hiện trên hình 3.20.



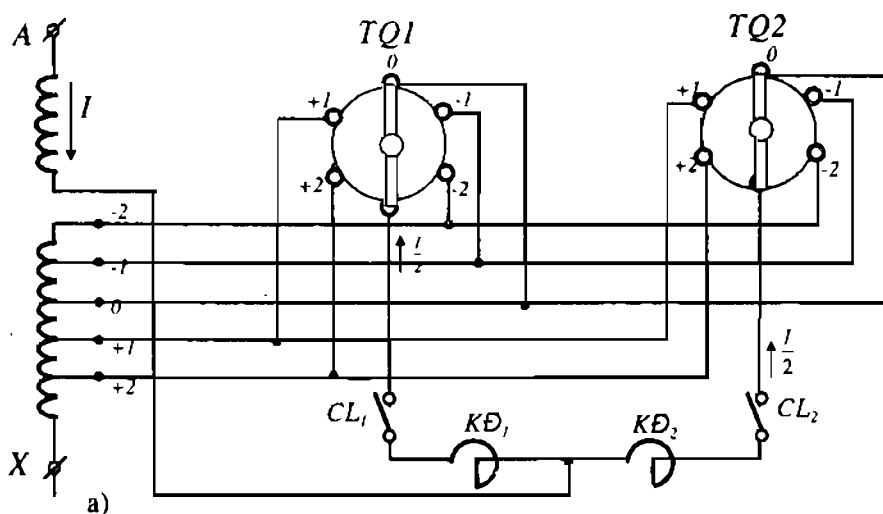
Hình 3. 20. Sơ đồ bộ tự động điều áp dưới tải của máy biến áp:

1- hộp điều khiển; 2- trục truyền động; 3- hộp truyền động; 4- hộp công tắc;
5 – hộp lưỡi dao; 6 – cuộn dây sơ cấp; 7 – sứ trung tính;
8 – sứ cao áp.

Cuộn dây cao áp được chia làm hai phần: Phần có số vòng dây không đổi và phần có số vòng dây thay đổi (hình 3.21) nhờ các đầu phân áp, phạm vi điều chỉnh điện áp $\Delta U_{dc} = \pm (10 \div 16)\% U_n$. 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 2 chổi động mắc với mạch kháng điện X_{kd} (hình 3.21.b). 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 lặp 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 $-5 \div +45^{\circ}\text{C}$ và nhiệt độ dầu đến 100°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 10s.

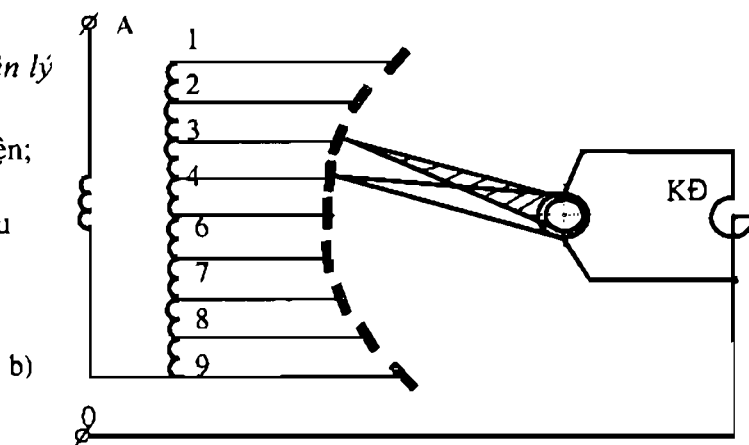


Hình 3.21. a) Sơ đồ bộ nguyên lý bộ điều áp dưới tải :

TQ-Tay quay; KĐ - Kháng điện;

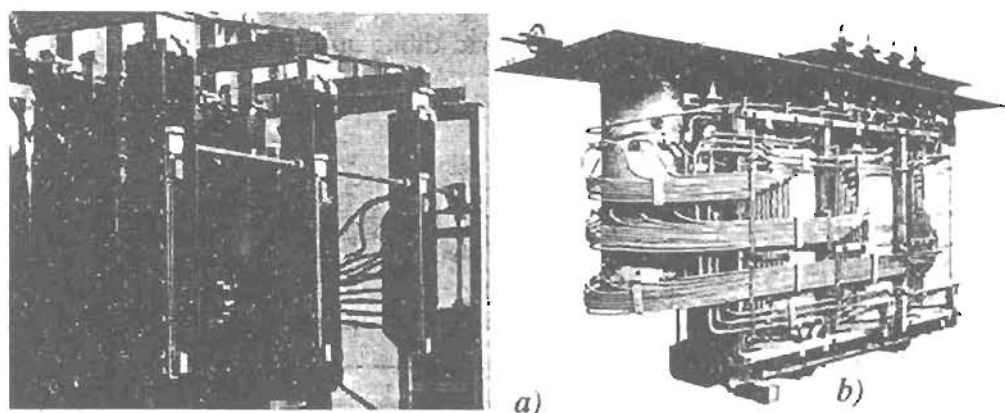
CL – Dao cách ly

b) Sơ đồ cơ cấu thừa hành điều chỉnh điện áp dưới tải.



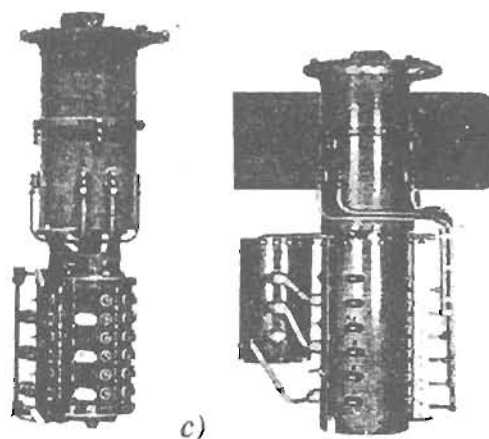
Trong những năm gần đây người ta đã cho ra đời bộ điều áp dưới tải với công nghệ đóng ngắt trong chân không dùng cho kiểu lắp trong thùng (hình 3.22.c) gọi là thiết bị VACUTAP OLTC của hãng MR (Maschinenfabrik Reinhausen). Đây là loại điều áp dưới tải tiên tiến có năng lượng tiêu thụ thấp, sự hao mòn tiếp điểm nhỏ, không gây tương tác với

môi trường xung quanh, vì vậy không gây sự tác động oxy hoá trong quá trình chuyển nấc, do đó không gây ảnh hưởng đến dầu cách điện, cho phép kéo dài tuổi thọ của thiết bị. Thiết bị này chỉ cần bảo dưỡng sau 300000 lần vận hành mà không cần phải quan tâm trong suốt thời gian làm việc, điều đó cho phép giảm đáng kể chi phí vận hành và kiểm tra bảo dưỡng. Tuy nhiên do giá thành khá cao nên hiện tại ở nước ta các thiết bị loại này mới chỉ được trang bị cho một số máy biến áp 110kV trở lên.



Hình 3.22. Bộ điều áp dưới tải:

- a) Bộ điều áp dưới tải chuyển nấc trong dầu;
- b) Bộ điều áp dưới tải chuyển nấc trong chân không;
- c) Hình dạng bao quát của bộ điều áp VACUTAP OLTC.



3.3.2. Các phương thức làm mát máy biến áp

Tùy thuộc vào công suất định mức của máy biến áp mà người ta áp dụng các phương thức làm mát khác nhau.

1). Làm mát bằng không khí tự nhiên

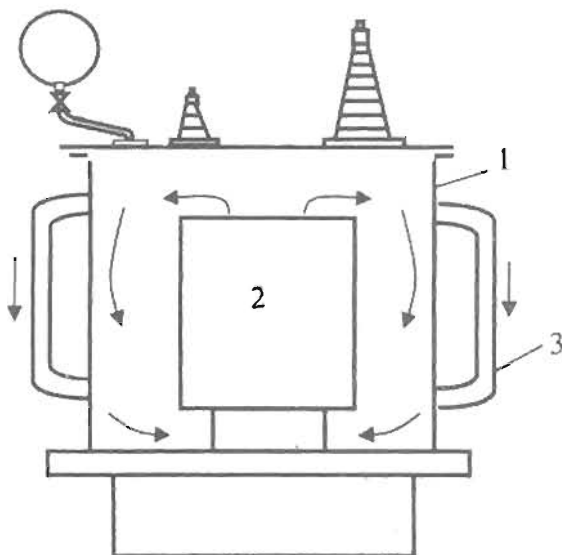
Các máy biến áp làm mát bằng không khí tự nhiên gọi là máy biến áp khô, ở đó luồng không khí tự nhiên tràn qua máy biến áp và làm mát nó. Cách làm mát này hiệu quả rất thấp nên người ta phải sử dụng cách điện tăng cường, làm cho giá thành của máy cao hơn so với các máy biến áp dầu đến trên 3 lần. Loại máy biến áp khô chỉ chế tạo với công suất đến 750 kVA.

2). Làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu

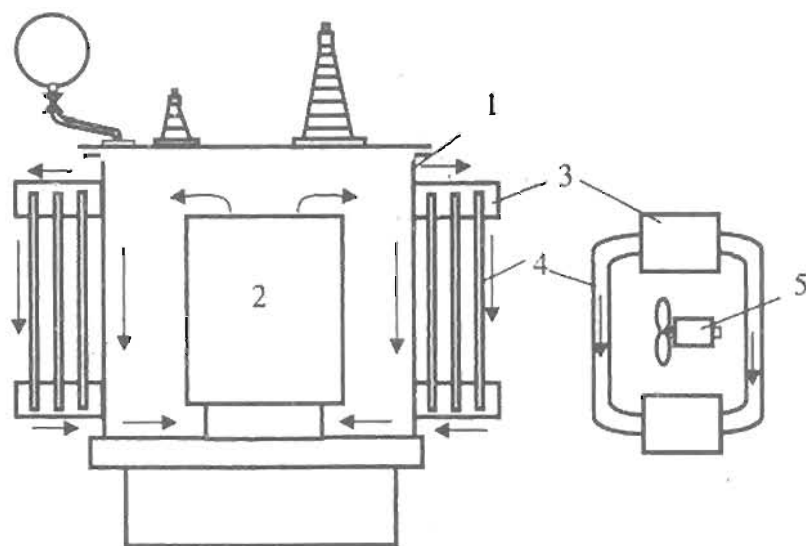
Các máy biến áp có ký hiệu là TM là các loại máy được làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu trong máy (hình 3.23), theo nguyên tắc dầu nóng được đẩy lên phía trên còn dầu nguội hơn thì đi xuống phía dưới. Để tăng bề mặt làm mát, người ta chế tạo các cánh tản nhiệt dạng hình ống gắn trên thùng biến áp. Kiểu làm mát này thường được áp dụng đối với các máy biến áp có công suất dưới 16 MVA.

Hình 3.23. Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu dầu tự nhiên:

- 1- thùng dầu; 2- phần tản nhiệt;
3- ống tản nhiệt.



3). Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt (hình 3.24). Các máy biến áp có ký hiệu TMẢ được làm mát theo nguyên tắc kết hợp giữa dầu và không khí thổi.

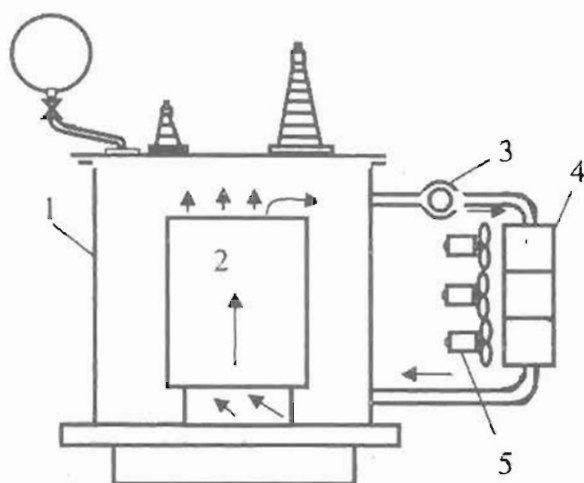


Hình 3.24. Hệ thống làm mát bằng dầu tự nhiên kết hợp với quạt thổi:

- 1- thùng; 2- phần tản nhiệt; 3 - ống góp; 4 - ống tản nhiệt; 5- hệ thống quạt.

4). Làm mát máy biến áp bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí

Các máy biến áp (công suất từ 80 MVA trở lên) có ký hiệu TMĐL, được làm mát theo nguyên tắc làm đối lưu cả dầu và không khí (hình 3.25). Một máy bơm được đặt ở mặt bích trên của máy biến áp để hút dầu chảy vào bộ phận tản nhiệt cưỡng bức do các máy quạt thổi. Hiệu suất làm mát theo phương thức này tương đối cao.



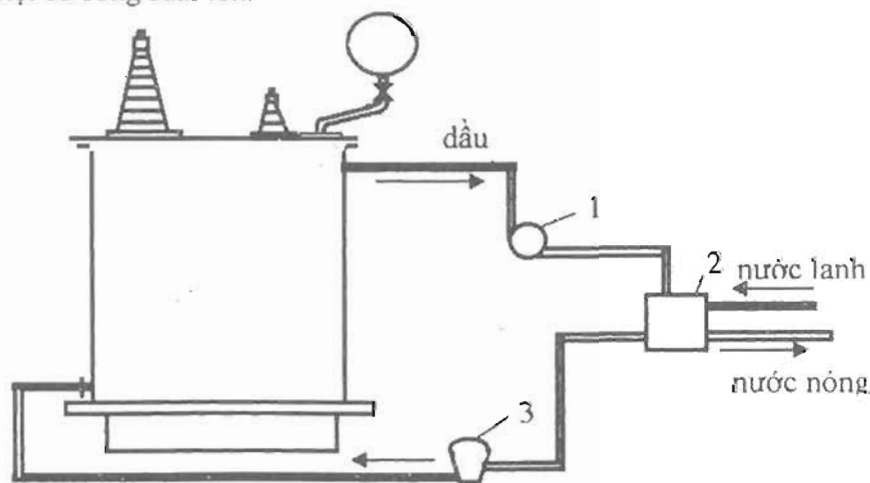
Hình 3.25. Hệ thống làm mát bằng dầu và không khí cưỡng bức:

- 1- thùng;
- 2- bộ phận tản nhiệt;
- 3- bơm dầu;
- 4- bộ phận tản nhiệt;
- 5- hệ thống quạt.

5). Làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước

Các máy biến áp có công suất rất lớn ký hiệu TML, được làm mát theo nguyên tắc lưu thông tuần hoàn của cả dầu và nước.

Một máy bơm ly tâm được lắp vào mặt bích trên của máy biến áp để hút dầu nóng đưa đến bộ phận làm mát bằng nước, nơi có đặt một máy bơm ly tâm khác đưa nước lạnh tới hệ thống này (hình 3.26). Dầu sau khi được làm nguội lại trở về thùng từ phía đáy. Loại làm mát này khá hiệu quả nhưng rất cồng kềnh, nên chỉ áp dụng đối với các loại máy biến áp đặc biệt có công suất lớn.



Hình 3.26. Hệ thống làm mát bằng dầu và nước tuần hoàn cưỡng bức:

- 1- bơm dầu; 2- bộ phận trao đổi nhiệt; 3- bộ phận phân ly không khí.

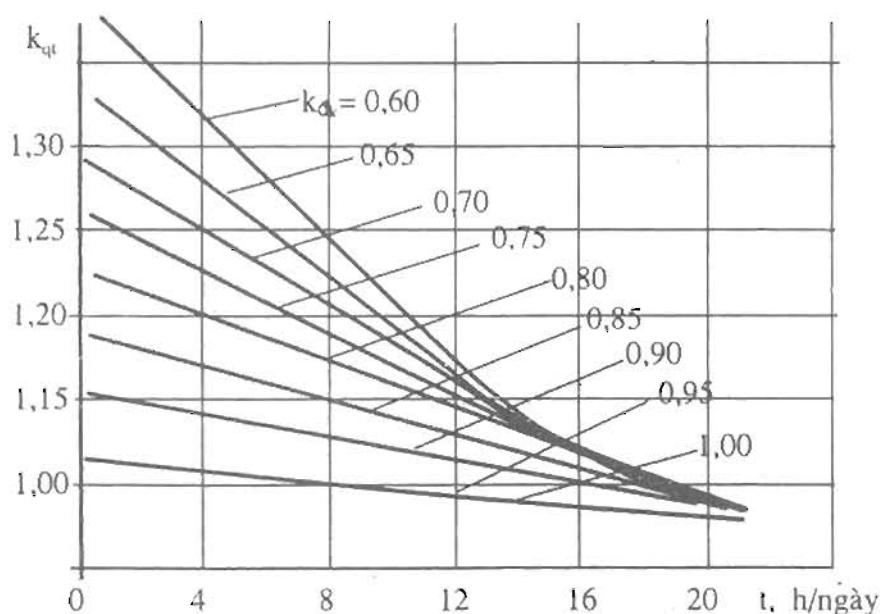
3.3.3. Khả năng mang tải của máy biến áp:

Tuổi thọ trung bình của máy biến áp được xác định theo sự già cỗi của cách điện. Trong quá trình làm việc đôi khi máy biến áp phải làm việc quá tải. Quá tải của máy biến áp là lượng phụ tải qua máy mà làm cho hao mòn cách điện của các cuộn dây vượt quá giá trị so với chế độ làm việc bình thường. Tồn tại 2 dạng quá tải là quá tải sau sự cố và quá tải theo chu kỳ:

- *Quá tải sau sự cố:* Theo quy trình quy phạm về vận hành trạm biến áp, cho phép trong thời gian sự cố một trong các máy biến áp làm việc song song, máy biến áp còn lại có thể làm việc quá tải 40% liên tục không quá 6 giờ trong thời gian không quá 5 ngày, nếu hệ số điện kín đồ thị phụ tải không lớn hơn 0,75 ($k_{dk} \leq 0,75$). Tức là điều kiện làm việc quá tải của máy biến áp được xác định theo biểu thức:

$$k_{dk} = \frac{S_{ssc}}{1,4.S_{nBA}} \leq 0,75 \quad (3.6)$$

S_{ssc} - Phụ tải sau sự cố trong một máy biến áp.



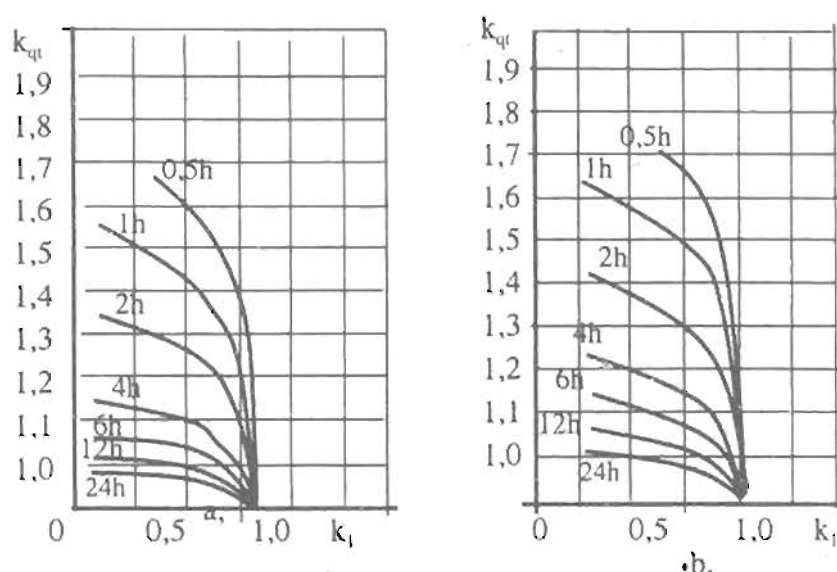
Hình 3.27. Biểu đồ quá tải của máy biến áp dầu phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị phụ tải.

- *Quá tải chu kỳ* của máy biến áp ở giờ cao điểm được xác định do máy làm việc non tải ở các thời điểm khác trong ngày. Quá tải chu kỳ và thời gian quá tải cho phép của máy biến áp phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị phụ tải, hệ số mang tải trước đó, nhiệt độ của môi trường xung quanh, hằng số thời gian đốt nóng vv. Hệ số quá tải chu kỳ phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị và thời gian làm việc quá tải của máy biến áp dầu biểu thị trên hình 3.28.

Sự quá tải theo chu kỳ còn phụ thuộc vào hệ số mang tải trước đó (ký hiệu là k_1), nhiệt độ môi trường xung quanh và hằng số thời gian đốt nóng. Trên hình 3.28. biểu thị quan hệ phụ thuộc của hệ số quá tải (ký hiệu là $k_2=k_{qt}$) với thời gian quá tải cho phép và hệ số mang tải trước đó đối với một số loại máy biến áp ở các điều kiện nhiệt độ môi trường khác nhau.

Quy tắc quá tải 3 %: Khả năng làm việc quá tải của máy biến áp cũng có thể được xác định theo quy tắc "quá tải 3 %". Quy tắc này được phát biểu như sau: Tất cả các máy biến áp có hệ số điện kín đồ thị phụ tải (k_{dk}) nhỏ hơn 100% thì cứ mỗi 10 % giảm của k_{dk} sẽ cho phép quá tải 3 % so với công suất định mức, nếu giá trị trung bình của nhiệt độ môi trường xung quanh không lớn hơn 35°C:

$$k_{3\%} = \frac{100 - k_{dk}}{10} \% \quad (3.7)$$



Hình 3.28. Biểu đồ xác định quá tải chu kỳ của các máy biến áp dầu:

$k_{qt} = k_2$ - hệ số quá tải; k_1 - hệ số mang tải trước đó.

a) $S_{nBA} = 1 \div 1000 \text{ kVA}$ ở $\theta_0 = 20^\circ\text{C}$; b) $S_{nBA} = 1000 \div 32000 \text{ kVA}$ ở $\theta_0 = 20^\circ\text{C}$.

Đối với các máy biến áp chưa được nhiệt đới hoá mà được chế tạo tại các nước châu Âu với khí hậu ôn đới nơi có nhiệt độ trung bình 5 °C và nhiệt độ cực đại trung bình 35 °C, thì công suất định mức của máy biến áp cần phải hiệu chỉnh theo biểu thức sau:

$$S_n^{hc} = S_n \left(1 - \frac{\theta_{tb} - 5}{100} \right) \left(1 - \frac{\theta_M - 35}{100} \right); \quad (3.8)$$

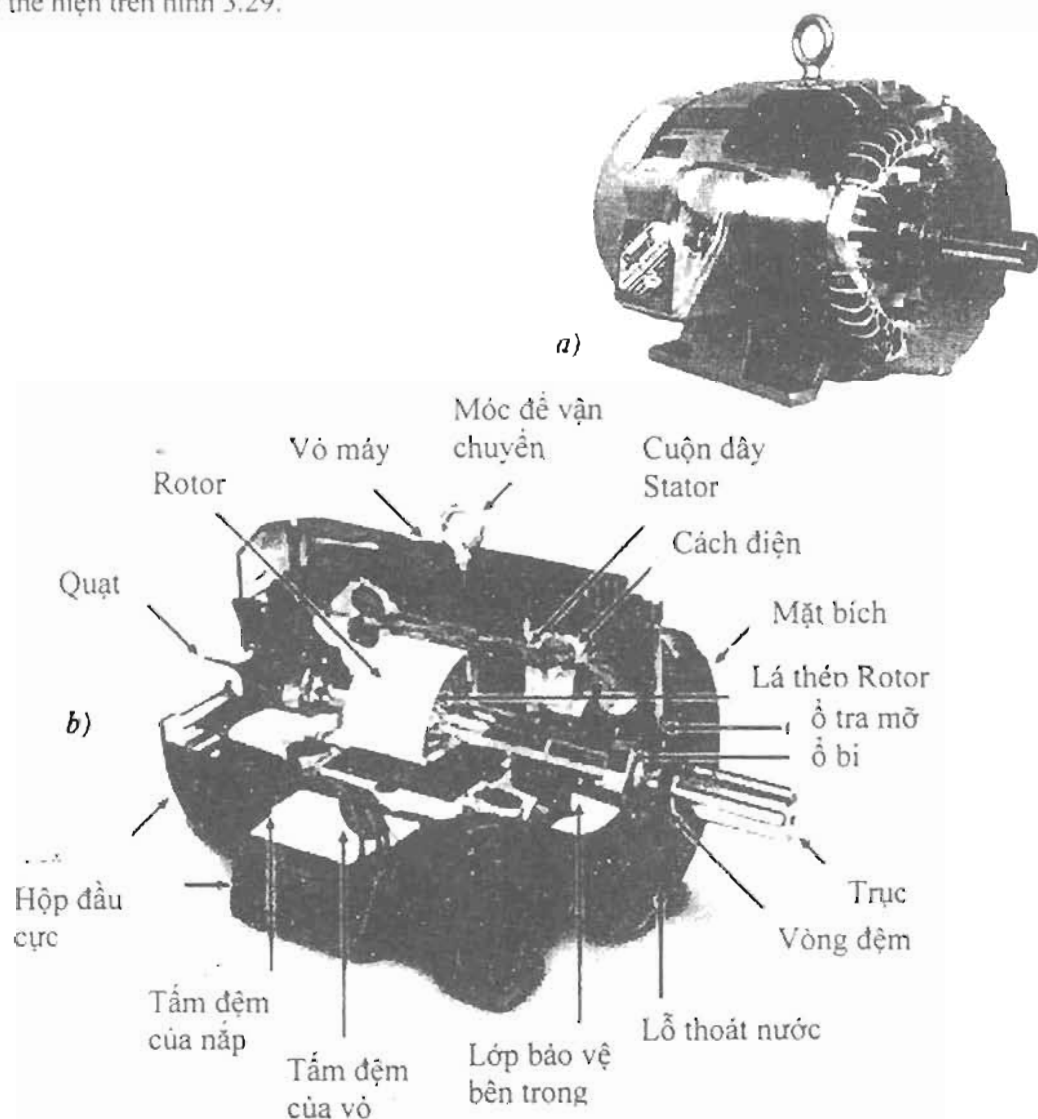
θ_{tb} và θ_M - nhiệt độ trung bình và nhiệt độ cực đại thực tế tại nơi đặt máy biến áp;

S_n - công suất định mức của máy biến áp (ghi trong lý lịch máy):

S_n^{hc} - công suất máy biến áp hiệu chỉnh theo nhiệt độ.

3.4. Động cơ không đồng bộ 3 pha

Động cơ điện không đồng bộ 3 pha còn gọi là động cơ dị bộ 3 pha là thiết bị được sử dụng hết sức rộng rãi trong sản xuất, nó có cấu tạo gồm 2 bộ phận chính là phần tĩnh hay stator và phần động hay rotor. Mạch từ của cả stator và rotor được ghép bằng các lá thép mỏng quét sơn cách điện để giảm tổn thất do dòng điện Fucô gây nên. Tùy thuộc vào cấu tạo của rotor phân biệt động cơ rotor ngắn mạch và động cơ rotor dây quấn. Sơ đồ cấu tạo của động cơ dị bộ được thể hiện trên hình 3.29.

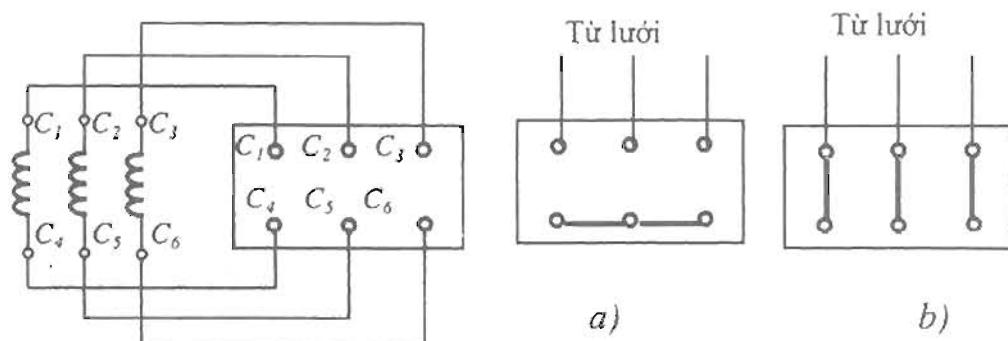


Hình 3.29. Sơ đồ cấu tạo của động cơ dị bộ:

a) Hình dạng bao quát; b) Sơ đồ cấu tạo động cơ.

Cuộn dây stator của động cơ là dây đồng cách điện hoặc thanh đồng cách điện bằng vải sơn hoặc mica. Cuộn dây sau khi được đưa vào rãnh của rôto, rãnh đã được cách điện, rồi nện chặt và tẩm sơn, sấy như đối với cuộn dây của rôto dây quấn. Các động cơ được làm mát bằng quạt gắn ngay trên đầu trục. Hộp dầu cực được đặt để có thể dễ dàng chuyển đổi tổ đấu dây của động cơ. Các cuộn dây của động cơ 3 pha được nối với nhau theo sơ đồ hình tam giác hoặc sơ đồ hình sao tùy theo mức điện áp đưa đến đầu cực (hình 3.30).

Rôto của máy điện xoay chiều có hai loại: rôto lồng sóc; rôto dây quấn. Trong các động cơ rôto dây quấn, cuộn dây rôto có hai dạng chính, đó là dạng cuộn dây và dạng thanh, trong đó dạng thanh thực hiện ở các máy có công suất trung bình và lớn.



Hình 3.30. Bố trí đầu ra của các pha ở hộp đấu dây:
a) Khi nối hình sao; b) Khi nối hình tam giác.

Tóm tắt chương 3

Đặc điểm kết cấu của tuabin

Tuabin hơi có cấu tạo gồm hai xilanh, xilanh cao áp và xilanh hạ áp, có 8 cửa trích hơi không điều chỉnh.

* Hệ thống điều chỉnh tuabin

- Van stop là van chặn đảm bảo đóng kín không cho hơi từ đường ống hơi chính lọt vào tuabin.
- Van điều chỉnh tốc độ gồm 4 van để cấp hơi vào tuabin
- Khối điều chỉnh tốc độ gồm vòng bay điều chỉnh tốc độ, khối ngăn kéo giữa, ngăn kéo trên và ngăn kéo dưới.
- Ngăn kéo dầu an toàn có nhiệm vụ nhận các xung bảo vệ tác động đến để đóng van stop và van điều chỉnh ngừng tuabin.
- Máy ngắt điện từ là nơi thừa hành các tín hiệu bảo vệ công nghệ gửi đến.

- Chốt bảo vệ nguy cấp dùng để ngừng khẩn cấp tuabin khi ở ngoài máy có hiện tượng không bình thường .
- Bộ hạn chế công suất dùng để hạn chế bớt công suất do mọi nguyên nhân.
- Zônônich có nhiệm vụ nhận các xung và truyền đến servomotor để đóng mở các van điều chỉnh.
- Servomotor có nhiệm vụ đóng mở các van điều chỉnh.

Máy phát điện

*** Đặc điểm kết cấu**

- Vỏ stator được chế tạo liền khối không thấm khí.
- Stator có lõi được cấu tạo từ các lá thép kỹ thuật điện, cuộn dây của stator kiểu 3 pha 2 lớp sơ đồ nối sao kép gồm 9 đầu ra.
- Rotor được rèn liền khối bằng thép đặc biệt, lõi được khoan xuyên tâm để đặt các dây nối các cuộn rotor đến chổi than, các vòng dây rotor quấn trên các gờ rãnh, các rãnh này tạo nên các khe thông gió.
- Bộ chèn trục dùng để giữ khí H_2 không thoát ra ngoài theo dọc trục.
- Bộ làm mát gồm 6 bộ bố trí bao bọc phần trên và dọc theo thân máy phát..
- Thông gió cho máy phát điện được thực hiện theo chu trình tuần hoàn kín.

*** Hệ thống làm mát**

Làm mát gián tiếp được thực hiện bằng cách thổi môi chất là không khí tự nhiên hoặc khí hydro qua các khe hở giữa stator và rotor và các khe hở được chế tạo với mục đích làm mát.

*** Hệ thống kích từ**

- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều.
- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện xoay chiều chỉnh lưu.
- Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển.

Máy biến áp điện lực

*** Đặc điểm kết cấu**

- Mạch từ của máy biến áp được làm bằng thép kỹ thuật gồm các lá thép dát mỏng có sơn cách điện để cách ly các lá thép với nhau .
- Cuộn dây sơ cấp và thứ cấp được lồng vào các trụ của mạch từ, theo từng lớp.
- *Vỏ máy* được chế tạo bằng thép có thể chịu được áp suất cao, bên trong vỏ máy biến áp cùng với ruột máy (mạch từ và các cuộn dây) là dầu biến thể có nhiệm vụ cách điện và làm mát cho máy.

*** Chế độ nhiệt của máy biến áp**

Các phương thức làm mát máy biến áp

- a). Làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu.
- b). Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt.
- c). Làm mát máy biến áp bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí.
- d). Làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước.
- e). Làm mát bằng không khí tự nhiên.

*** Khả năng mang tải của máy biến áp:**

- *Quá tải sau sự cố* cho phép trong thời gian sự cố, máy biến áp còn lại có thể làm việc quá tải 40% liên tục không quá 6 giờ trong thời gian không quá 5 ngày, nếu hệ số điện kín đồ thị phụ tải không lớn hơn 0,75 ($k_{dk} \leq 0.75$).

- *Quá tải chu kỳ* và thời gian quá tải cho phép của máy biến áp phụ thuộc vào hệ số điện kín đồ thị phụ tải, hệ số mang tải trước đó, nhiệt độ của môi trường xung quanh, hàng số thời gian đốt nóng vv.

Quy tắc quá tải 3 Tất cả các máy biến áp có hệ số điện kín đồ thị phụ tải nhỏ hơn 100% thì cứ mỗi 10 % giảm của k_{dk} sẽ cho phép quá tải 3 % so với công suất định mức, nếu giá trị trung bình của nhiệt độ môi trường xung quanh không lớn hơn 35°C.

Câu hỏi ôn tập chương 3

- 1. Đặc điểm kết cấu và nguyên lý làm việc của tuabin;
- 2. Các yếu tố ảnh hưởng đến tuabin hơi trong quá trình vận hành và các trường hợp ngừng tuabin khẩn cấp.
- 3. Hệ thống điều chỉnh tuabin
- 4. Đặc điểm và kết cấu của máy phát.
- 5. Các chế độ làm việc của máy phát.
- 6. Đặc điểm kết cấu của máy biến áp.
- 7. Chế độ nhiệt và các phương thức làm mát máy biến áp.
- 8. Khả năng mang tải của máy biến áp.

Chương 4

CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC KINH TẾ CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

4.1. Đại cương

Một trong những yêu cầu quan trọng nhất trong vận hành hệ thống điện (HTĐ) là đảm bảo tính kinh tế của việc sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng điện năng. Để thực hiện yêu cầu đó cần đảm bảo cho HTĐ làm việc với chi phí thấp nhất, muốn vậy cần phải giảm đến mức tối thiểu chi phí nhiên liệu, tổn thất điện năng.

* Việc giảm chi phí nhiên liệu gồm:

- Sử dụng hiệu quả nguồn nước của các nhà máy thủy điện;
- Phối hợp hoạt động giữa các nhà máy điện một cách tốt nhất.

* Việc giảm tổn thất điện năng bao gồm:

- Thiết lập chế độ sử dụng điện hợp lý nhất;
- Lựa chọn cơ cấu thiết bị vận hành hợp lý;
- Phân bố công suất giữa các phần tử hệ thống điện.

Mỗi một nhà máy điện có một chế độ làm việc kinh tế ứng với một giới hạn phụ tải xác định, tuy nhiên để đảm bảo sự cân bằng với một lượng dự trữ công suất nhất định, đôi khi buộc phải giữ phụ tải thực tế khác so với mức giới hạn này. Cũng tương tự như để giữ mức điện áp xác định trong hệ thống và giảm tổn thất điện năng, đôi khi buộc phải để cho một số tổ máy làm việc thừa, điều đó mâu thuẫn với chế độ làm việc kinh tế của các nhà máy điện này. Việc kết hợp các nhà máy điện trong một hệ thống chung sẽ cho phép dung hoà được các mâu thuẫn và sẽ nâng cao tính kinh tế của toàn hệ thống. Ưu điểm của hệ thống điện hợp nhất là:

- Giảm tổng công suất cực đại;
- Giảm lượng công suất dự trữ;
- Cho phép sử dụng tối đa khả năng của các nhà máy điện với nhiên liệu rẻ;
- Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện do có sự hỗ trợ lẫn nhau của các nhà máy điện;
- Giảm nhẹ điều kiện sửa chữa định kỳ, sử dụng hiệu quả các phương tiện sửa chữa.

Chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện được xây dựng trên cơ sở cân bằng năng lượng, đó là sự cân bằng giữa tổng năng lượng tiêu thụ và tổng năng lượng của tất cả các nguồn trong hệ thống năng lượng quốc gia. Nhiệm vụ cơ bản của việc xây dựng cân bằng năng lượng quốc gia là xác định tỷ lệ tối ưu và phương pháp sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng, mà chủ yếu ở đây là các nhà máy nhiệt điện và nhà máy thủy điện.

Chế độ làm việc của hệ thống điện phải đáp ứng được các yêu cầu cơ bản đã nêu ở chương 1. Chế độ này được xây dựng trước theo chu kỳ xác định (ngày, tháng, quý, năm) bởi ban phương thức của điều độ quốc gia. Do điện năng không thể dự trữ được nên đòi hỏi phải có sự tính toán để sử dụng tối ưu các nguồn năng lượng sơ cấp, kết hợp một cách tốt nhất chế độ làm việc của các nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện. Một trong những vấn đề quan trọng cần được xem xét là sự phân bổ tối ưu công suất giữa các nhà máy điện. Do phụ tải luôn luôn thay đổi nên việc phân bổ tối ưu công suất giữa các nhà máy điện cũng không ngừng thay đổi, tức là phải luôn luôn điều chỉnh phụ tải của các nhà máy độc lập.

4.2. Đặc tính kinh tế của các tổ máy phát và nhà máy điện

Xuất phát điểm ở đây là hiệu quả kinh tế của máy phát sử dụng công nghệ khác nhau, thông số kỹ thuật có thể khác nhau, hiệu quả kinh tế này đo bằng chi phí nhiên liệu cho việc phát một giá trị công suất (MW). Trong phạm vi giới hạn về công suất mà máy phát ở mỗi thời điểm có chi phí đơn vị khác nhau, do đó mỗi máy phát có một đường cong biểu diễn chi phí nhiên liệu theo công suất phát (hình 4.1).

Chi phí nhiên liệu ở đây quy ra tiền trong một giờ làm việc (đồng/h). Đặc tính chi phí sản xuất của nhà máy nhiệt điện có dạng đường cong parabol:

$$Z = aP^2 + bP + c \quad (4.1)$$

Trong đó: các hệ số a, b, c là các hệ số hồi quy, xác định từ các số liệu thống kê, theo phương pháp bình phương cực tiểu.

Giả sử ta có tập số liệu về chi phí Z phụ thuộc vào công suất P

Z_i	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	...	Z_n
P_i	P_1	P_2	P_3	P_4	...	P_n

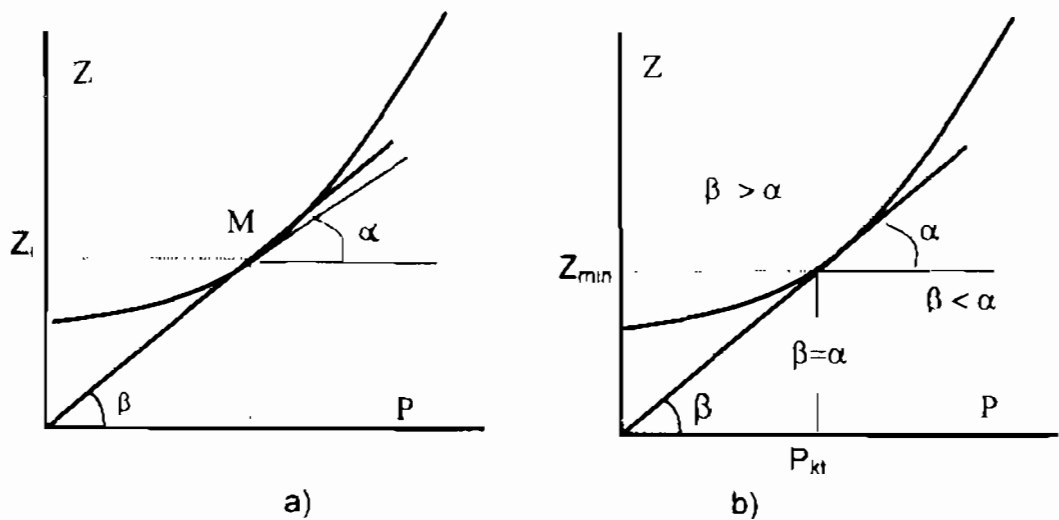
Căn cứ vào phương pháp bình phương cực tiểu ta thiết lập hệ phương trình:

$$\left. \begin{aligned} a \sum P_i^4 + b \sum P_i^3 + c \sum P_i^2 &= \sum Z_i \cdot P_i^2 \\ a \sum P_i^3 + b \sum P_i^2 + c \sum P_i &= \sum Z_i \cdot P_i \\ a \sum P_i^2 + b \sum P_i + nc &= \sum Z_i \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

Giải hệ phương trình trên ta sẽ xác định được các giá trị của a, b và c .

Ví dụ: Đặc tính chi phí của một số máy phát có dạng như sau:

P_n , MW	Hàm chi phí, \$/h
100	$Z = 0,2P^2 + 15P + 200$
120	$Z = 0,1P^2 + 17P + 300$
300	$Z = 0,01P^2 + 5P + 250$



Hình 4.1. a) Đường cong phụ thuộc giữa chi phí và công suất;
b) Đường cong biểu thị chế độ làm việc kinh tế của tổ máy điện

Suất chi phí trên một đơn vị công suất là ký hiệu là $\gamma = Z/P$. Trên đồ thị hình 4.1.a đó chính là tang góc β , tức là $\gamma = \tan \beta$.

Khi xem xét việc phân bổ kinh tế phụ tải, điều được quan tâm nhất không phải là suất chi phí mà là mức tăng chi phí của mỗi tổ máy khi tăng công suất của nó so với mức chi phí của tổ máy khác khi giảm công suất (vì phụ tải tổng của cả nhà máy là không đổi) do đó thay cho suất chi phí γ người ta thường quan tâm đến đại lượng suất tăng chi phí, đó là giá trị đạo hàm $\epsilon = dZ/dP$. Suất tăng chi phí ϵ biểu thị độ dốc của đường cong chi phí. Trên hình 4.1.a nếu ta kẻ một tiếp tuyến ứng với điểm $M(Z_i, P_i)$ thì ϵ chính là $\tan \alpha$ (tang góc tạo thành giữa tiếp tuyến và đường thẳng song song với trục hoành). Rõ ràng khi $\epsilon = \gamma$, tức là khi góc $\beta = \alpha$ thì chi phí sẽ đạt giá trị cực tiểu (hình 4.1.b). Đó chính là chế độ kinh tế của tổ máy. Thông thường công suất kinh tế bằng khoảng 80% công suất định mức của tổ máy.

Đặc điểm của các nhà máy nhiệt điện là có thể phát đến công suất định mức trong mọi thời điểm cần thiết. Do đó công suất phát của nhà máy điện trong từng giờ vận hành không phụ thuộc lẫn nhau. Vì lý do đó, bài toán phân bổ tối ưu giữa các nhà máy nhiệt điện chỉ cần giải cho từng giờ vận hành.

4.3. Phân bổ tối ưu công suất tối ưu giữa các tổ máy phát

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong vận hành là phân bổ tối ưu phụ tải giữa các khối, các tổ máy. Sự phân bổ tối ưu công suất giữa các tổ máy phát không dựa trên suất chi phí nhiên liệu vì đại lượng này không đặc trưng cho sự thay đổi thực tế của phụ tải, mà cần phải đánh giá theo suất tăng chi phí nhiên liệu. Để đạt được hiệu quả kinh tế cao nhất trước hết cần phải cho các tổ máy có suất tăng chi phí thấp nhất mang tải nhiều. Chẳng hạn 2 nhà máy điện với các đặc tính chi phí như sau:

Tham số	Nhà máy I		Nhà máy 2	
Phụ tải, MW	300	340	100	110
Chi phí nhiên liệu, T/h	165	197,2	50	56

Nhà máy nào trong số chúng cần phải chất tải để có hiệu quả kinh tế nhất? Nào, ta thử xem suất tăng chi phí của các tổ máy là bao nhiêu? Muốn vậy trước hết ta cần xác định suất chi phí nhiên liệu của mỗi tổ máy ứng với các chế độ làm việc khác nhau:

$$\gamma_1 = \frac{B}{P} = \frac{165}{300} = 0,55 \text{ kg/kWh};$$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng sau:

Tham số	Tổ máy 1		Tổ máy 2	
P, MW	300	340	100	110
B, T/h	165,00	197,20	50,00	58,00
γ , kg/kWh	0,55	0,58	0,50	0,53
ϵ	0,001		0,003	

Suất tăng chi phí của các tổ máy:

$$\text{Tổ máy I} \quad \epsilon_1 = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{P_2 - P_1} = \frac{0,58 - 0,55}{340 - 300} = 0,001;$$

$$\text{Tổ máy II} \quad \epsilon_{II} = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{P_2 - P_1} = \frac{0,53 - 0,50}{110 - 100} = 0,003$$

Như vậy ta thấy $\epsilon_1 < \epsilon_2$ có nghĩa là cần phải chất tải cho tổ máy thứ nhất mặc dù suất chi phí của máy này lớn hơn suất chi phí của máy thứ hai. Rõ ràng ở đây nếu chỉ dựa vào suất chi phí để phân bố tối ưu phụ tải giữa các tổ máy sẽ có thể dẫn đến những sai lầm.

Mục tiêu của bài toán phân bố tối ưu phụ tải giữa các tổ máy phát là làm cực tiểu tổng chi phí. Sự tiêu hao năng lượng của mỗi tổ máy gồm thành phần cố định khi máy chạy không tải và thành phần thay đổi, phụ thuộc vào công suất, có thể biểu thị dưới dạng phương trình (4.1)

Giả sử có 2 tổ máy làm việc với phụ tải P_{pt} , ta có thể biểu thị hàm chi phí tổng dưới dạng:

$$Z_{\Sigma} = Z_1 + Z_2 \rightarrow \min$$

$$\text{Hay} \quad Z_{\Sigma} = a_1 P_1^2 + b_1 P_1 + c_1 + a_2 P_2^2 + b_2 P_2 + c_2 \rightarrow \min$$

Điều kiện cân bằng công suất sẽ là tổng công suất phát bằng tổng phụ tải:
100

$$P_1 + P_2 = \sum P_{pt}$$

Hay hàm ràng buộc là:

$$W = \sum P_{pt} - (P_1 + P_2) = 0; \quad (4.3)$$

Áp dụng phương pháp Lagrange để giải bài toán, ta có hàm Lagrange:

$$L = Z_{\Sigma} + \lambda W; \quad (4.4)$$

λ - hệ số bất định Lagrange;

Lấy đạo hàm riêng của hàm Lagrange và cho triệt tiêu ta được hệ phương trình:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial Z}{\partial P_1} - \lambda &= 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial Z}{\partial P_2} - \lambda &= 0 \end{aligned} \right\}$$

Hay:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 - \lambda &= 0 \\ \varepsilon_2 - \lambda &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.5)$$

Giải hệ phương trình trên ta dễ dàng tìm được:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \lambda;$$

Tương tự đối với n tổ máy điều kiện phân bố tối ưu công suất tác dụng giữa chúng là:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_n \quad (4.6)$$

Như vậy điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy là suất tăng chi phí của chúng phải bằng nhau. Trường hợp nếu hai tổ máy có suất tăng khác nhau thì sao?

Giả sử có $\varepsilon_1 < \varepsilon_2$, nếu ta tăng phụ tải của tổ máy 1 hoặc giảm phụ tải của tổ máy 2 thì sẽ có lợi hơn, sự phân bố lại trong trường hợp này chỉ tiến hành tới lúc suất tăng của 2 tổ máy trở lại bằng nhau. Nếu cứ tiếp tục phân bố lại thì sẽ không còn hiệu quả nữa.

Khi chọn chế độ kinh tế của nhà máy điện được xét về toàn bộ thì cần phải quan tâm đến đặc tính năng lượng của lò hơi, đối với nhà máy điện tuabin hơi kiểu khối thì ta phân bố phụ tải giữa các tổ máy theo điều kiện suất tăng chi phí ngang nhau.

Đối với nhà máy điện không khối thì cần phải giữ được sự bằng nhau của suất tăng chi phí của các thiết bị tuabin ($\varepsilon = \text{const}$) và tách riêng lò hơi. Đối với các nhà máy điện không khối với các loại nhiên liệu khác nhau thì điều kiện phân bố tối ưu là:

$$\varepsilon_1 g_1 = \varepsilon_2 g_2 = \dots = \varepsilon_n g_n; \quad (4.7)$$

trong đó g_i : giá tiền một đơn vị nhiên liệu.

Như vậy nếu nhà máy điện dùng loại nhiên liệu rẻ thì các chế độ được chọn với trị số suất tăng chi phí cao hơn và các nhà máy đó sẽ được mang tải lớn hơn. Nguyên lý cân bằng suất tăng chi phí sản xuất như sau: Nếu có 2 tổ máy làm việc song song với các suất tăng chi phí

sản xuất không bằng nhau thì khi ta tăng công suất của tổ máy có suất tăng chi phí sản xuất ϵ nhỏ hơn 1 đơn vị, đồng thời giảm công suất của tổ máy có ϵ lớn hơn xuống 1 đơn vị thì rõ ràng là chi phí sản xuất điện năng chung sẽ giảm đi. Và độ tăng thêm chi phí ở tổ máy có ϵ nhỏ hơn sẽ bé hơn độ giảm chi phí ở tổ máy có ϵ lớn hơn. Quá trình sẽ tiếp tục cho đến khi ϵ của 2 tổ máy bằng nhau, đó là chế độ tối ưu.

Trên đây là những nguyên tắc cơ bản để phân phối tối ưu phụ tải giữa các tổ máy. Trong thực tế người ta có thể đưa thêm vào hoặc bớt đi một số tổ máy để thay đổi phụ tải của cả nhà máy. Khi phụ tải giảm mạnh ta có thể chuyển một vài tổ máy sang làm việc ở chế độ động cơ, khi phụ tải tăng ta lại chuyển trở lại chế độ máy phát. Ở đây ta cần phải xét đến năng lượng tiêu hao do phải duy trì chế độ động cơ vì một số lò hơi khi đó phải làm việc non tải.

4.4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện

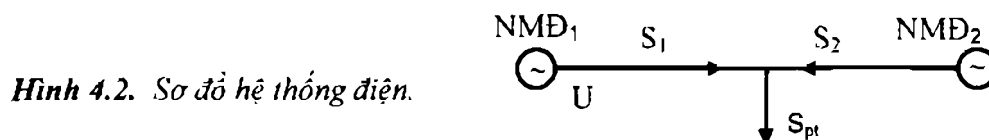
Giải sử hệ thống điện (HTĐ) với hai nhà máy điện 1 và 2 hình 4.2. Phụ tải tổng hợp P_{Σ} , điện áp của mạng điện là U , Cần phân bố phụ tải giữa các nhà máy điện sao tổng chi phí là thấp nhất, tức là:

$$Z_{\Sigma} = \sum g_i B_i = g_1 B_1 + g_2 B_2 = Z_1 + Z_2 \Rightarrow \min ; \quad (4.8)$$

trong đó:

g_i - giá thành nhiên liệu tại trạm phát điện thứ i ;

B_i - chi phí nhiên liệu của trạm phát điện thứ i .



Để đơn giản, ta coi giá nhiên liệu ở các nhà máy là như nhau ($g = \text{const}$), lúc đó hàm mục tiêu chi đơn thuần là cực tiểu hóa lượng chi phí nhiên liệu.

Điều kiện ràng buộc là tổng công suất phát bằng tổng phụ tải cộng với tổng tổn thất trong mạng điện:

$$P_1 + P_2 = P_{pt} + \sum \Delta P$$

Hay:
$$W = \sum P_{pt} + \sum \Delta P - (P_1 + P_2) = 0 \quad (4.9)$$

Tổng hao tổn công suất tác dụng trên đường dây được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} R_2$$

Bài toán có thể được giải gần đúng khi bỏ qua ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện (coi ΔP là hằng số), lúc đó quá trình giải sẽ đơn giản hơn nhiều, nhưng phải chấp nhận một sai số nhất định. Chúng ta xét bài toán trong hai trường hợp.

4.4.1 Trong trường hợp không tính đến ảnh hưởng của tổn thất trong mạng

Nếu như ta bỏ qua ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện thì bài toán phân bổ công suất tối ưu giữa các nhà máy điện được giải hoàn toàn giống như bài toán phân bổ công suất tối ưu giữa các tổ máy phát mà ta vừa xét ở trên. Tức là để có chi phí nhỏ nhất thì suất tăng chi phí của tất cả các nhà máy điện phải bằng nhau:

$$\varepsilon = \text{const.}$$

Trước hết ta xác định sự phân bổ phụ tải giữa các nhà máy điện bằng cách giải hệ phương trình. Giải hệ phương trình:

$$\left. \begin{array}{l} \varepsilon_1 = \varepsilon_2 \\ P_1 + P_2 = \Sigma P_{pt} \end{array} \right\}$$

Sau khi đã tìm được P_1 và P_2 ta giả thiết sự phân bổ công suất phản kháng tỷ lệ với sự phân bổ công suất tác dụng và giải hệ phương trình:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{P_1}{P_2} \\ Q_1 + Q_2 = \Sigma Q_{pt} \end{array} \right\}$$

ta dễ dàng tìm được Q_1 và Q_2

Xác định hao tổn công suất trong mạng theo các biểu thức:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 \quad \text{và} \quad \Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} R_2$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} X_1 \quad \text{và} \quad \Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} X_2$$

Xác định công suất phát thực tế của các máy phát:

$$P_I = P_1 + \Delta P_1; \quad Q_I = Q_1 + \Delta Q_1$$

$$P_{II} = P_2 + \Delta P_2; \quad Q_{II} = Q_2 + \Delta Q_2$$

Thay các giá trị công suất tác dụng tìm được vào biểu thức chi phí:

$$Z = aP^2 + bP + c$$

Để xác định chi phí sản xuất điện năng của các nhà máy điện và từ đó xác định tổng chi phí Z_Σ .

4.4.2. Trường hợp có xét đến ảnh hưởng của tổn thất

Nếu xét đến ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện, tức là coi ΔP cũng là hàm số của công suất P , lúc đó ta có hàm mục tiêu:

$$Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 \rightarrow \min$$

$$Z_\Sigma = a_1 P_1^2 + b_1 P_1 + c_1 + a_2 P_2^2 + b_2 P_2 + c_2 \rightarrow \min$$

và hàm ràng buộc có dạng:

$$P_1 + P_2 = \Sigma P_{pt} + \Delta P$$

Hay: $W = (\Sigma P_{pt} + \Delta P) - (P_1 + P_2) = 0;$

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} R_i$$

Với cách giải tương tự như trường hợp trên ta có:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{\partial Z}{\partial P_1} - \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} \right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} &= \frac{\partial Z}{\partial P_2} - \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_2} \right) = 0 \end{aligned} \right\}$$

hay
$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 - \lambda(1 - \sigma_{P1}) &= 0 \\ \varepsilon_2 - \lambda(1 - \sigma_{P2}) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.10)$$

trong đó:

$$\sigma_P = \frac{\partial \Delta P}{\partial P} \text{ - suất tăng tổn thất tác dụng theo công suất.}$$

Giải hệ phương trình trên ta được:

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_{P1}} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_{P2}}$$

Một cách tổng quát:

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_{Pi}} = \text{const.} \quad (4.11)$$

Đây chính là điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện. Nếu tính đến sự khác nhau của giá thành nhiên liệu thì điều kiện này là:

$$\frac{g_i \varepsilon_i}{1 - \sigma_{Pi}} = \text{const.} \quad (4.12)$$

Trường hợp đơn giản nhất nếu coi điện áp trong mạng là không đổi thì σ có phụ thuộc tuyến tính với P , tức là:

$$\sigma = kP \quad \text{với} \quad k = \frac{2R}{U^2}$$

do đó:
$$\sigma = \frac{2R}{U^2} P; \quad (4.13)$$

Hao tổn tương đối:

$$\Delta P_r = \frac{\Delta P}{P} = \frac{PR}{U^2} = \sigma/2 \text{ suy ra } \sigma = 2\Delta P_r;$$

Có nghĩa là suất tăng tổn thất trên đoạn dây không có nhánh rẽ bằng hai lần hao tổn công suất tương đối trên đoạn dây ấy.

4.5. Thành phần tối ưu của các tổ máy phát

Nếu chúng ta đã đạt được đặc tính phân bố công suất tối ưu phụ tải giữa các tổ máy và thoả mãn điều kiện cân bằng công suất trong mạng điện:

$$\Sigma P_F = \Sigma P_{pt} + \Delta P \quad (4.14)$$

Tức là tổng công suất của các máy phát đáp ứng đầy đủ cho phụ tải và hao tổn. Đối với một công suất tổng của phụ tải ta có thể tìm được tổ hợp tối ưu các máy phát vận hành.

Trong hệ thống năng lượng hiện đại, số tổ hợp các máy phát là rất lớn vì vậy việc lựa chọn tổ hợp tối ưu không phải là chuyện đơn giản. Trước hết ta giả thiết là công suất của nhà máy điện biến đổi liên tục không xét đến công suất dự trữ thì điều kiện cực tiểu chi phí sẽ là:

$$\frac{\varepsilon_1 + \delta_1}{1 - \sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2 + \delta_2}{1 - \sigma_{p2}} = \dots = \frac{\varepsilon_n + \delta_n}{1 - \sigma_{pn}} \quad (a)$$

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n \quad (b)$$

$$\sum_{k=1}^n P_k = \Sigma P_{pt} + \Delta P_{\Sigma}; \quad (c) \quad (4.15)$$

trong đó: $\sigma_k = \frac{\partial Z}{\partial P_{nk}}$: Suất tăng chi phí trên 1 đơn vị công suất định mức tăng thêm khi cho trước phụ tải P_k .

- Điều kiện thứ nhất (a) có nội dung như sau:

Khi tăng công suất của một tổ máy nào đó sẽ làm tăng công suất định mức của nhà máy, vì vậy suất tăng chi phí không phải là ε mà là $\varepsilon + \delta$.

- Với điều kiện thứ hai (b) có thể hiểu là trong chế độ tối ưu các đại lượng θ phải bằng nhau.

Trong thực tế công suất định mức của các tổ máy không thể thay đổi liên tục được, tuy nhiên với những phân tích trên cho phép ta rút ra phương pháp tính gần đúng để giải bài toán thực tế.

Khi mở thêm một tổ máy nào đó thì sẽ phải tốn thêm một chi phí không tải, nhưng đồng thời lại giảm phụ tải của các tổ máy khác và do đó suất chi phí của các tổ máy này sẽ giảm xuống. Như vậy tùy thuộc vào sự tương quan giữa các chi phí mới và cũ mà tổng chi

phí có thể tăng hoặc giảm. Nếu chi phí tăng tức là $\Delta Z > 0$, nếu chi phí giảm $\Delta Z < 0$. Lấy giá trị này ứng với một đơn vị công suất định mức thay đổi ΔP_F để xét $\delta = \frac{\Delta Z}{\Delta P_n}$.

Nếu $\delta > 0$ thì chi phí sẽ tăng khi mở một tổ máy đó và kinh tế hơn nếu dừng. Điều đó cho phép ta xác định được thành phần tối ưu của các tổ máy.

Giả thiết rằng nếu các tổ máy làm việc được phân bổ phụ tải tối ưu theo các nguyên tắc đã xét, và ta có thể xác định được tổng chi phí Z .

Bây giờ ta tìm giá trị δ_d của tất cả các tổ máy đang dừng rồi lấy trị số tuyệt đối lớn nhất với dấu âm - $\delta_{d \min}$. Cũng tương tự như vậy ta tìm ra giá trị $\delta_{vh \max}$ là số có giá trị tuyệt đối lớn nhất và dấu dương trong số các tổ máy đang vận hành, với điều kiện dừng từng tổ máy một.

Giả thiết rằng việc dừng tối ưu một tổ máy (có $\delta_{vh \max}$) không đưa đến giá trị chấp nhận được. Khi đó ta chọn trong $\delta_{d \min}$ và $\delta_{vh \max}$ lấy một hệ số có trị tuyệt đối lớn nhất và tùy theo kết quả đó ta tiến hành mở hoặc dừng tổ máy tương ứng theo điều kiện kinh tế. Cứ làm như vậy cho đến khi tất cả các tổ máy vận hành đều có $\delta_d > 0$ và tất cả máy dừng có $\delta_{vh} < 0$. Tiếp theo ta kiểm tra dấu của hiệu số các δ cho động tác phối hợp mở và dừng máy, lúc này tổ máy có $\delta_{d \min}$ (nhỏ nhất) được coi là tổ máy có thể mở, còn các tổ máy có $\delta_{vh \max}$ được coi là tổ máy có thể bị dừng.

$$\text{Nếu hiệu: } \delta_{d \min} \cdot P_{nd} - \delta_{vh \max} \cdot P_{nv} < 0; \quad (4.16)$$

Thì động tác dừng - mở sẽ không có lợi.

Như vậy có thể kết luận: điều kiện tối ưu của chế độ thấp nhận được sẽ là: $\delta_{d \min} > 0$ và $\delta_{vh \max} < 0$

$$\text{và: } \delta_{d \min} \cdot P_{nd} - \delta_{vh \max} \cdot P_{nv} \geq 0; \quad (4.17)$$

trong đó: P_{nd} , P_{nv} : công suất định mức của tổ máy dừng và tổ máy vận hành.

4.6. Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp

Trong trạm biến áp có nhiều máy làm việc song song cần xác định điều kiện giới hạn để thêm hoặc bớt một số máy. Việc lựa chọn số lượng máy làm việc song song được tính toán dựa trên cơ sở cực tiểu hoá chi phí tổn thất điện năng trong mạng điện. Tổn thất điện năng trong mạng điện phụ thuộc rất nhiều vào sự tiêu thụ công suất phản kháng Q của máy biến áp. Lượng công suất Q này thường có giá trị gấp 3÷4 lần công suất tác dụng. Giả sử ở chế độ a tổng công suất định mức của trạm là ΣS_a và ở chế độ b là ΣS_b . Như đã biết hao tổn công suất trong máy biến áp gồm hai thành phần: cố định và thay đổi

Tổng hao tổn công suất ở các chế độ tương ứng là:

$$\Delta P_a = \Sigma \Delta P_{ca} + \Sigma \Delta P_{va} \left(\frac{S}{\Sigma S_a} \right)^2 \quad (4.18)$$

$$\Delta P_b = \Sigma \Delta P_{cb} + \Sigma \Delta P_{vb} \left(\frac{S}{\Sigma S_b} \right)^2; \quad (4.18)$$

trong đó:

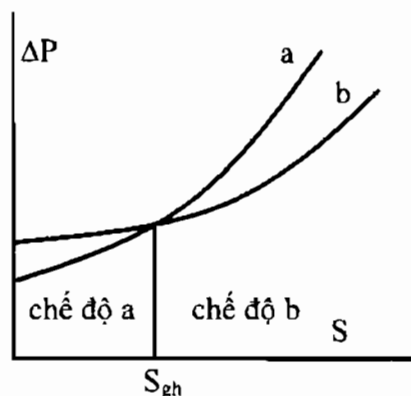
$\Sigma \Delta P_{ca}$ - tổng hao tổn cố định;

$\Sigma \Delta P_{ca}$ - tổng hao tổn thay đổi;

Đặt $\Delta P_a = \Delta P_b$ và giải phương

trình ứng với công suất S ta tìm được giá trị

công suất giới hạn là:



Hình 4.3. Biểu đồ xác định khoảng giới hạn của chế độ làm việc của trạm biến áp.

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\Sigma \Delta P_{cb} - \Sigma \Delta P_{ca}}{\frac{\Sigma \Delta P_{va}}{(\Sigma S_a)^2} - \frac{\Sigma \Delta P_{vb}}{(\Sigma S_b)^2}}}; \quad (4.19)$$

Khi phụ tải nhỏ hơn công suất giới hạn S_{gh} thì nên vận hành trạm biến áp theo chế độ a, trong trường hợp ngược lại thì vận hành ở chế độ b.

Trường hợp tỷ số $k = \frac{\Delta P_v}{\Delta P_c} = \text{const}$, tức là khi các máy biến áp giống nhau thì:

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\Sigma S_a \Sigma S_b}{k}} \quad (4.20)$$

Công suất giới hạn từ n máy sang $n+1$ máy được xác định theo biểu thức:

$$S_{gh} = \Sigma S_n \sqrt{\frac{n(n+1)}{k}} \quad (4.21)$$

S_n - công suất định mức của một máy biến áp.

4.7. Các biện pháp cải thiện chế độ làm việc của HTĐ

4.7.1. San bằng đồ thị phụ tải

Trong vận hành mạng điện việc sắp xếp thời gian làm việc của các phụ tải một cách hợp lý sao cho đồ thị phụ tải được san bằng sẽ tránh được hiện tượng suy giảm chất lượng điện và nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống điện. Một trong những giải pháp thông dụng là lắp đặt công tơ nhiều biểu giá. Điện năng tiêu thụ ở thời điểm phụ tải cực đại sẽ được tính với giá cao, còn ở thời điểm phụ tải cực tiểu – với giá thấp. Điều đó sẽ khuyến khích các hộ dùng điện sắp xếp các quy trình sản xuất và sử dụng điện hợp lý hơn.

4.7.2. Cân bằng tải giữa các pha

Trong quá trình vận hành do phụ tải không ngừng phát triển nên không thể tránh khỏi sự mất đối xứng giữa các pha, vì vậy cần phải có biện pháp đối xứng hoá định kỳ. Biện pháp này có tác dụng làm giảm tổn thất điện năng do dòng điện trên dây trung tính giảm xuống.

4.7.4. Loại trừ sự cố điện trên đường dây

Trên đường dây truyền tải các yếu tố dẫn đến tổn thất điện năng do rò điện là:

- + Hành lang bảo vệ đường dây;
- + Chất lượng xà, sứ, cột
- Đối với hành lang bảo vệ đường dây cần có biện pháp tổ chức phát quang định kỳ những cây cối, ngoại vật vi phạm hành lang bảo vệ. Đặc biệt phải kiểm tra, phát hiện xử lý kịp thời mọi trường hợp vi phạm trước và sau mùa mưa bão trong những đợt gió mạnh.
- Đối với xà, sứ ngoài việc thay thế định kỳ theo thời gian mà nhà chế tạo quy định cần tu bổ kịp thời những sứ bị hỏng trước thời hạn do chất lượng kém hay ngoại lực tác động.

4.7.4. Các biện pháp nâng cao hệ số $\cos\varphi$

Khi các thiết bị làm việc non tải sẽ dẫn đến hệ số công suất thấp, làm tăng tổn thất trong mạng điện. Kinh nghiệm thực tế cho thấy khi hệ số mang tải nhỏ $k_{mt} < 0,45$ thì việc thay thế bao giờ cũng có lợi, còn khi $0,45 < k_{mt} < 0,7$ thì việc thay thế phải so sánh kinh tế kỹ thuật mới xác định được hiệu quả kinh tế khi thay.

Do công suất tiêu thụ Q tỷ lệ với bình phương của U , nên nếu điện áp U giảm thì Q sẽ giảm đi rõ rệt. Vì vậy có thể nâng cao hệ số $\cos\varphi$ bằng cách:

- + Giảm điện áp ở những động cơ làm việc non tải, thường ta đổi tổ nối dây của động cơ từ tam giác ra đầu sao;
- + Hạn chế động cơ chạy không tải;
- + Dùng động cơ đồng bộ thay thế động cơ không đồng bộ (KĐB);
- + Thay thế động cơ KĐB làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn.

4.7.5. Chương trình “Quản lý nhu cầu”- DSM (Demand Side Management)

DSM là tập hợp các giải pháp kỹ thuật- công nghệ, kinh tế – xã hội nhằm sử dụng điện năng một cách hiệu quả và tiết kiệm. Chương trình DSM một mặt giúp cho khách hàng sử dụng năng lượng hợp lý, hiệu quả, mặt khác giúp cho việc cải thiện đồ thị phụ tải của hệ thống qua việc phân bố thời gian sử dụng điện hợp lý của các hộ dùng điện. DSM được xây dựng trên cơ sở hai chiến lược sau:

- a. Nâng cao hiệu suất sử dụng của các thiết bị :
 - Sử dụng các thiết bị có hiệu suất cao;
 - Giảm sự chi phí điện năng một cách vô ích ở những nơi không cần thiết.

b. Điều khiển nhu cầu dùng điện cho phù hợp với khả năng cung cấp một cách hợp lý:

- Điều khiển trực tiếp dòng điện: san bằng đồ thị phụ tải (cắt đỉnh, lấp thấp điểm, chuyển dịch phụ tải);
- Dự trữ năng lượng: kho nhiệt, kho lạnh v.v...;
- Giá điện theo thời điểm, giá khuyến khích đặc biệt v.v...

4.8. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 4.1

Các số liệu thống kê về chi phí của một nhà máy điện cho trong bảng sau. Hãy xác định hàm chi phí của nhà máy, biết hàm có dạng parabol:

$$Z = a.P^2 + b.P + c.$$

P, mW	20	30	40	60	80	100
Z.10 ³ đ/h	8530	12760	17020	26600	40920	55200

Giải: Các hệ số a, b và c được xác định từ hệ phương trình (4.2).

Để tiện tính toán ta thiết lập bảng số liệu

P _i	Z _i	P _i ²	P _i ⁴ . 10 ³	P _i ⁴ . 10 ³	P _i Z _i . 10 ³	P _i ² Z _i . 10 ³
20	8530	400	8	160	170,6	3412
30	12760	900	27	810	382,8	11484
40	17020	1600	64	2560	680,8	27232
60	26600	3600	216	12960	1596	95760
80	40920	6400	512	40960	3273,6	261888
100	55200	10000	1000	100000	5520	552000
Σ 330	161030	22900	1827	157450	11623,8	951776

Theo số liệu của bảng trên ta thiết lập hệ phương trình (để phương trình không bị chồng kèn, ta chia cả hai vế cho 10³):

$$\left. \begin{aligned} 157450.a + 1827.b + 22.9.c &= 951776 \\ 1827.a + 22.9.b + 0.34.c &= 11623,8 \\ 22.9.a + 0.34.b + 0.006.c &= 161,03 \end{aligned} \right\}$$

Các hệ số a, b, c có thể xác định theo định lý Gramer

$$a = \frac{\Delta_a}{\Delta}, \quad b = \frac{\Delta_b}{\Delta}, \quad c = \frac{\Delta_c}{\Delta}$$

trong đó Δ , Δ_a , Δ_b , Δ_c là các ma trận vuông cấp 3. Kết quả tính toán được biểu thị trong bảng sau:

Δa	Δb	Δc	Δ
187432	14913816	183101520	64040

Giá trị của các hệ số:

$$a = 2,93; \quad b = 232,88; \quad c = 2859,17.$$

Vậy hàm chi phí của nhà máy điện có dạng:

$$Z = (2,93 P^2 + 232,88.P + 2859,17).10^3 \text{ đ/h.}$$

Ví dụ 4.2. Xác định hàm chi phí của tổ máy phát, biết số liệu sau

P, MW	100	90	80	70	60	50	37
$Z.10^3 \text{ đ/h}$	12437,2	11037,2	9823,28	8823,22	7756,2	6626,2	5112,40

Hàm chi phí dạng parabol :

$$Z = aP^2 + bP + c$$

Thành lập hệ phương trình tuyến tính.

Các hệ số a,b,c có thể xác định theo định lý Gramer:

$$a = \frac{\Delta_a}{\Delta}, \quad b = \frac{\Delta_b}{\Delta}, \quad c = \frac{\Delta_c}{\Delta}$$

trong đó Δ , Δ_a , Δ_b , Δ_c là các ma trận vuông cấp 3.

Với cách giải tương tự như bài trên ta thành lập hệ phương trình:

$$251664161.a + 2975653.b + 36869.c = 371362786$$

$$2975653.a + 36869.b + 487.c = 4626396.6$$

$$36869.a + 487.b + 7.c = 61615,7$$

Kết quả tính toán thể hiện trong bảng sau:

	a	b	c	
Δ	3027,89	2056901,15	32404193,88	21750,55
nghiệm	0,14	94,57	1489,81	

Vậy hàm chi phí của nhà máy điện có dạng:

$$Z = (0,14 P^2 + 94,57.P + 1489,81).10^3 \text{ đ/h.}$$

Ví dụ 4.3: Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính:

$$Z_1 = (2,2P_1^2 + 312 P_1 + 4050) 10^3 \text{ đ/h}$$

$$Z_2 = (1,7P_2^2 + 350 P_2 + 5150) \cdot 10^3$$

Phụ tải $P_{pt} = 270 \text{ MW}$. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

Giải: Trước hết ta xác định suất gia tăng chi phí của các tổ máy:

$$\varepsilon_1 = \frac{\partial Z_1}{\partial P_1} = 2 \cdot 2,2 \cdot P_1 + 312;$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\partial Z_2}{\partial P_2} = 2 \cdot 1,7 P_2 + 350;$$

Đặt $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$ cùng với điều kiện cân bằng công suất phụ tải ta được hệ phương trình:

$$\left. \begin{array}{l} 4,4 \cdot P_1 + 312 = 3,4 \cdot P_2 + 350 \\ P_1 + P_2 = 270 \end{array} \right\}$$

Giải hệ phương trình trên ta tìm được:

$$P_1 = 122,564 \text{ và } P_2 = 147,436 \text{ MW.}$$

Thử lại $122,564 + 147,436 = 270 \text{ MW}$

Giải theo phương pháp Lagrange

Trong bài toán này tiện nhất là áp dụng phương pháp Lagrange.

Hàm mục tiêu $Z_{\Sigma} = Z_1 + Z_2 = \min$

Hàm ràng buộc $W = P_{pz} - (P_1 + P_2) = 270 - (P_1 + P_2) = 0$

Hàm Lagrange $L = Z_{\Sigma} + \lambda W;$

Lấy đạo hàm của L , cho triệt tiêu và giải hệ phương trình tìm được:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 4,4 P_1 + 312 - \lambda = 0 \quad P_1 = \frac{\lambda - 312}{4,4} = 0,227 \lambda - 70,9$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 3,4 P_2 + 350 - \lambda = 0 \quad P_2 = \frac{\lambda - 350}{3,4} = 0,294 \lambda - 102,94$$

Cộng 2 phương trình lại ta được:

$$P_1 + P_2 = 270 = 0,52 \cdot \lambda - 173,85$$

Từ đó $\rightarrow 0,52 \cdot \lambda = 443,85 \rightarrow \lambda = 851,28$

Biết được giá trị λ ta dễ dàng xác định công suất của các tổ máy:

$$P_1 = 0,227 \cdot 851,28 - 70,9 = 122,564 \text{ MW}$$

$$P_2 = 0,294.851,28 - 102,94 = 147,436 \text{ MW}$$

Thay các giá trị P_i tìm các giá trị Z_i :

$$Z_1 = (2,2.122,564^2 + 312.122,564 + 4050)10^3 = 75,38.10^6, \text{ đ/h}$$

$$Z_2 = (1,7.147,436^2 + 350.147,436 + 5150)10^3 = 93,71.10^6, \text{ đ/h}$$

Nhận xét: cả 2 phương pháp đều cho kết quả giống nhau, khối lượng tính toán tương đương nhau, tuy nhiên phương pháp Lagrange sẽ rất có hiệu quả khi số phương trình lớn.

Ví dụ 4.4. Hãy phân bố công suất tối ưu cho các tổ máy của nhà máy nhiệt điện gồm 4 tổ máy với các hàm chi phí sản xuất tương ứng là:

$$Z_1 = 0,27 P_1^2 + 83,2P_1 + 2473,5.10^3 \text{ đ}$$

$$Z_2 = 0,31 P_2^2 + 74,5P_2 + 2366,7.10^3 \text{ đ}$$

$$Z_3 = 0,18 P_3^2 + 97,4P_3 + 2105,7.10^3 \text{ đ}$$

$$Z_4 = 0,22 P_4^2 + 87,5P_4 + 2307,5.10^3 \text{ đ}$$

Biết phụ tải yêu cầu của hệ thống điện quốc gia là 430 MW, tức là :

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 430$$

Giải: Điều kiện phân bố tối ưu là $\varepsilon = \text{const.}$

Trong bài toán này tiện nhất là áp dụng phương pháp Lagrange.

Hàm mục tiêu $Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 = \min$

Hàm ràng buộc $W = 430 - (P_1 + P_2 + P_3 + P_4)$

Hàm Lagrange $L = Z_\Sigma + \lambda W$;

Lấy đạo hàm của L , cho triệt tiêu và giải hệ phương trình tìm được :

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 0,54P_1 + 83,2 - \lambda = 0 \quad P_1 = \frac{\lambda - 83,2}{0,54} = 1,85\lambda - 154,07$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 0,62P_2 + 74,5 - \lambda = 0 \quad P_2 = \frac{\lambda - 74,5}{0,62} = 1,613\lambda - 120,161$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_3} = 0,36P_3 + 97,4 - \lambda = 0 \quad P_3 = \frac{\lambda - 97,4}{0,36} = 2,778\lambda - 270,556$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_4} = 0,44P_4 + 87,5 - \lambda = 0 \quad P_4 = \frac{\lambda - 87,5}{0,44} = 2,272\lambda - 198,86$$

Cộng 4 phương trình lại ta được:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 430 = 8,51.\lambda - 743,655$$

$$\text{Từ đó } \rightarrow 8,51.\lambda = 1173,665 \rightarrow \lambda = 137,83$$

Biết được giá trị λ ta dễ dàng xác định công suất của các tổ máy:

$$P_1 = 1,85.137,83 - 154,07 = 101,166 \text{ MW}$$

Tính toán tương tự cho các tổ máy khác, kết quả ghi trong bảng vd.4.4.

Thay các giá trị P_i tìm các giá trị T_i :

$$Z_1 = (0,27.101,166^2 + 83,2.101,166 + 2473,5)10^3 = 13.654.10^6, \text{ đ/h}$$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng vd.4.4

Bảng vd.4.4. Kết quả tính toán phân bố công suất tối ưu

Tổ máy	1	2	3	4	Tổng
P, MW	101,166	102,144	112,304	114,385	430
Z, 10^6 đ/h	13,654	13,211	15,314	15,195	57,374

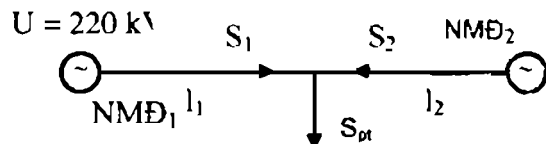
Ví dụ 4.5: Nhà máy điện 1 và 2 có các đặc tính chi phí tương ứng là:

$$Z_1 = 0,7.10^{-3}P_1^2 + 0,42 P_1 + 473 \text{ (tấn than tiêu chuẩn/h)};$$

$$Z_2 = 10^{-3}P_2^2 + 0,33 P_2 + 591$$

Các nhà máy được hòa vào mạng điện 220 kV với phụ tải $S_{pt} = 450 \text{ MVA}$, hệ số $\cos\varphi = 0,8$; chiều dài từ điểm tải đến nhà máy 1 là $l_1 = 132 \text{ km}$ và đến nhà máy 2 là $l_2 = 87 \text{ km}$, dây dẫn là loại ACY-240 có điện suất điện trở $r_0 = 0,12 \Omega/\text{km}$ và $x_0 = 0,424 \Omega/\text{km}$ (hình 4.4).

Hình 4.4. Sơ đồ hệ thống điện ví dụ 4.5.



Hãy phân bố công suất tối ưu của nhà máy và xác định tổng chi phí sản xuất điện năng của hệ thống trong hai trường hợp:

A, không tính đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện;

B, Có tính đến hao tổn.

Cho nhận xét và so sánh kết quả tính toán.

Giải:

Trước hết ta xác định giá trị công suất tác dụng và phản kháng

$$P = S.\cos\varphi = 450.0,8 = 360 \text{ MW};$$

$$Q = S.\sin\varphi = 450.0,6 = 270 \text{ MVar};$$

xác định giá trị điện trở trên các đường dây:

$$R_1 = r_0.l_1 = 0,12.132 = 15,84 \, \Omega$$

$$X_1 = x_0.l_1 = 0,424.132 = 55,97 \, \Omega$$

$$R_2 = r_0.l_2 = 0,12.87 = 10,44 \, \Omega$$

$$X_2 = x_0.l_2 = 0,424.87 = 36,89 \, \Omega$$

a. Khi không xét đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện

Điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện là :

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 ;$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\partial Z_1}{\partial P_1} = 2,0,7.10^{-3}P_1 + 0,42;$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\partial Z_2}{\partial P_2} = 2.10^{-3}P_2 + 0,33;$$

Giải hệ phương trình:

$$\left. \begin{array}{l} 2,0,7.10^{-3}P_1 + 0,42 = 2.10^{-3}P_2 + 0,33 \\ P_1 + P_2 = 360 \end{array} \right\}$$

Ta tìm được $P_1 = 185,3 \, \text{MW}$ và $P_2 = 174,7 \, \text{MW}$.

Giả thiết sự phân bố công suất phản kháng tỷ lệ với phụ tải tác dụng ta dễ dàng tìm được :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{P_1}{P_2} = \frac{185,3}{174,7} = 1,06 \rightarrow Q_1 = 1,06 Q_2, \text{ mà } Q_1 + Q_2 = 270$$

nên dễ dàng tìm được $Q_1 = 138,97$ và $Q_2 = 131,03 \, \text{MVar}$;

Xác định hao tổn công suất trong mạng:

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 = \frac{185,3^2 + 138,97^2}{220^2} 15,84 = 17,56 \, \text{MW} ;$$

$$\Delta P_2 = \frac{174,7^2 + 131,03^2}{220^2} 10,44 = 10,287 \, \text{MW};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} X_1 = \frac{185,3^2 + 138,97^2}{220^2} . 55,97 = 62 \, \text{MVar};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{174,7^2 + 131,03^2}{220^2} . 36,89 = 36,35 \, \text{MVar}$$

Công suất phát thực tế của các máy phát:

$$P_I = P_1 + \Delta P_1 = 185,3 + 17,56 = 202,85 \, \text{MW};$$

$$P_{II} = P_2 + \Delta P_2 = 174,7 + 10,287 = 185 \, \text{MW}.$$

Tổng công suất phản kháng phát ra của các nhà máy điện:

$$Q_1 = Q_1 + \Delta Q_1 = 138,97 + 62 = 201 \text{ MVar};$$

$$Q_{11} = Q_2 + \Delta Q_2 = 131,03 + 36,35 = 167,38 \text{ MVar};$$

Chi phí sản xuất điện năng của các nhà máy điện:

$$Z_1 = 0,7 \cdot 10^{-4} \cdot 202,85^2 + 0,42 \cdot 202,85 + 473 = 587 \text{ TOE/h};$$

$$Z_2 = 10^{-4} \cdot 185^2 + 0,34 \cdot 185 + 591 = 686,27 \text{ TOE/h};$$

Tổng chi phí:

$$Z_1 + Z_2 = 587 + 686,27 = 1273,27 \text{ TOE/h}.$$

b. Trường hợp có xét đến ảnh hưởng của hao tổn trên đường dây

Theo điều kiện phân bố tối ưu công suất trong trường hợp này:

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_{p2}}$$

$$\sigma_{p1} = \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_1} = \frac{2P_1 R_1}{U^2}; \quad \sigma_{p2} = \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_2} = \frac{2P_2 R_2}{U^2};$$

Thay số vào ta có hệ phương trình:

$$\left. \begin{aligned} \frac{2 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} P_1 + 0,42}{1 - \frac{2P_1 \cdot 15,84}{220^2}} &= \frac{2 \cdot 10^{-3} P_2 + 0,33}{1 - \frac{2P_2 \cdot 10,44}{220^2}} \\ P_1 + P_2 &= 360 \end{aligned} \right\}$$

(vì chưa biết giá trị của ΔP nên ta giải thăm dò bước 1)

Sau khi biến đổi hệ phương trình trên ta sẽ được một phương trình bậc hai giải ra ta tìm được :

$$P_1 = 183,5 \text{ và } P_2 = 176,5 \text{ MW};$$

Tương tự như cách giải ở phần trên ta có :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{P_1}{P_2} = \frac{183,5}{176,5} = 1,04 \rightarrow Q_1 = 1,04 Q_2, \text{ mà } Q_1 + Q_2 = 270$$

nên dễ dàng tìm được $Q_1 = 137,62$ và $Q_2 = 132,38 \text{ MVar};$

Xác định hao tổn công suất tác dụng và phản kháng :

$$\Delta P_1 = \frac{183,5^2 + 137,2^2}{220^2} \cdot 15,84 = 17,22 \text{ MW}$$

$$\Delta P_2 = \frac{176,5^2 + 132,8^2}{220^2} \cdot 10,44 = 10,5 \text{ MW};$$

$$\Delta P = 17,22 + 10,5 = 27,72 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{183,5^2 + 137,2^2}{220^2} 55,97 = 60,84 \text{ MVar}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{176,5^2 + 132,8^2}{220^2} 36,89 = 37,1 \text{ MVar}$$

Giải lại phương trình có xét đến tổn thất trên mạng:

$$\left. \begin{aligned} \frac{2.0,7 \cdot 10^{-3} P_1 + 0,42}{1 - \frac{2 \cdot P_1 \cdot 15,84}{220^2}} &= \frac{2 \cdot 10^{-3} P_2 + 0,33}{1 - \frac{2 \cdot P_2 \cdot 10,44}{220^2}} \\ P_1 + P_2 = P_{pt} + \Delta P &= 360 + 27,72 \end{aligned} \right\}$$

ta tìm được $P_1 = 201,6$ và $P_2 = 186,12 \text{ MW}$

và $Q_1 = 199,27$ và $Q_2 = 183,97 \text{ MVar}$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng sau:

Bảng 4.5. Kết quả tính toán ví dụ 4.5

Phương pháp tính	Phụ tải, MW		Tổn thất, MW		Công suất phát		Chi phí, TOE/h		
	P_1	P_2	ΔP_1	ΔP_2	P_I	P_{II}	Z_1	Z_2	Z_{Σ}
a	185,3	174,7	17,56	10,29	202,85	185	587	686,27	1273,27
b	196,26	191,46	24,92	15,63	221,18	207,1	600	702,23	1302,23

Sai số giữa hai phương pháp:

$$\Delta Z = \frac{1302,23 - 1273,27}{1302,23} 100 = 2,23 \%$$

Nhận xét: Có thể nói phương pháp thứ hai có khối lượng tính toán gấp nhiều lần so với phương pháp thứ nhất, trong khi đó sai số giữa 2 phương pháp không đáng kể, vì vậy trong thực tế có thể áp dụng phương pháp 1 là phương pháp gần đúng, không cần xét đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện.

Ví dụ 4.6: Trạm biến áp 110/10,5 kV có 2 máy: một máy TPДH 10000/110 và một máy TPДH 16000/110. Hãy xác định phạm vi làm việc kinh tế của trạm.

Giải: Theo bảng phụ lục ta xác định được các tham số của máy biến áp

Máy biến áp	ΔP_0 , kW	ΔP_k , kW
TPДH 10000/110	14	60
TPДH 16000/110	21	85

Sẽ có thể có 3 chế độ làm việc của trạm biến áp :

a. chỉ một máy TPĐH 10000/110;

b. chỉ một máy TPĐH 16000/110;

c. cả hai máy.

Áp dụng công thức (4.24):

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum \Delta P_{cb} - \sum \Delta P_{ca}}{\sum \Delta P_{va} - \sum \Delta P_{vb}} \cdot \frac{(\sum S_a)^2 - (\sum S_b)^2}{(\sum S_a)^2 - (\sum S_b)^2}};$$

Công suất giới hạn giữa chế độ a và chế độ b:

$$S_{gh\ a-b} = \sqrt{\frac{21 - 14}{\frac{60}{10^2} - \frac{85}{16^2}}} = 5,09 \text{ MVA}$$

Công suất giới hạn giữa chế độ a và chế độ b:

$$S_{gh\ b-c} = \sqrt{\frac{35 - 21}{\frac{85}{16^2} - \frac{145}{26^2}}} = 10,92 \text{ MVA};$$

Như vậy khi:

$P_{pt} < 5,09 \text{ MVA}$ thì chỉ cần 1 máy biến áp TPĐH 10000/110.

$P_{pt} = 5,09 \div 10,92 \text{ MVA}$ thì chỉ cần 1 máy biến áp TPĐH 16000/110.

$P_{pt} > 10,92 \text{ MVA}$ thì cả 2 máy biến áp cùng làm việc.

Bài tập tự giải

1. Các số liệu thống kê về chi phí của một nhà máy điện cho trong bảng sau. Hãy xác định hàm chi phí của nhà máy, biết hàm có dạng parabol.

P, mW	25	35	45	60	80	100
Z. 10^6 đ/h	8,7	14,2	18,4	27,6	41,3	57,2

2. Hãy xây dựng hàm chi phí dạng parabol của tổ máy phát, biết số liệu sau

P, MW	30	40	55	70	100	150	180
Z. \$/h	400	469	527	640	858	1200	1568

3. Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính:

$$Z_1 = 1,8P_1^2 + 285 P_1 + 3200 \text{ ngàn đ/h}$$

$$Z_2 = 0,15P_2^2 + 255 P_2 + 5000$$

Phụ tải $P_{pt} = 220 \text{ MW}$. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

4. Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính:

$$Z_1 = 3,22P_1^2 + 180 P_1 + 3216 \text{ ngàn đ/h}$$

$$Z_2 = 4,12P_2^2 + 128,6 P_2 + 5350$$

Phụ tải $P_{pt} = 280 \text{ MW}$. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

5. Nhà máy điện 1 và 2 có các đặc tính chi phí tương ứng là:

$$Z_1 = 0,62 \cdot 10^{-3} P_1^2 + 0,35 P_1 + 217 \text{ (TOE/h) (tấn than tiêu chuẩn/h);}$$

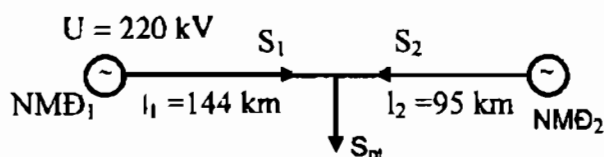
$$Z_2 = 0,79 \cdot 10^{-3} P_2^2 + 0,48 P_2 + 180$$

Các nhà máy hòa vào mạng điện 220 kV với phụ tải $S = 387 \text{ MVA}$; hệ số $\cos\varphi = 0,82$. Sơ đồ mạng điện trên hình 4.5, dây dẫn được làm bằng ACY-185. Hãy phân bố công suất tối ưu của nhà máy và xác định tổng chi phí của hệ thống trong hai trường hợp:

a, không tính đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện;

b, Có tính đến hao tổn.

Cho nhận xét và so sánh kết quả tính toán.



Hình 4.5. Sơ đồ hệ thống điện bài tập 5.

6. Trạm biến áp 110/10,5 kV có 3 máy TPĐH 63000/110

Hãy xác định chế độ làm việc kinh tế của trạm.

7. Trạm biến áp 110/35 kV có 2 máy: một máy TPĐH 40000/110 và một máy TPĐH 25000/110. Hãy xác định phạm vi làm việc kinh tế của trạm.

Tóm tắt chương 4

Đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các nhà máy điện

Đặc tính chi phí của nhà máy nhiệt điện có dạng đường cong parabol:

$$Z = aP^2 + bP + c; \quad (4.1)$$

Sự phân bố tối ưu công suất tối ưu giữa các tổ máy phát

Điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy là suất tăng chi phí của chúng phải bằng nhau.

Đối với các nhà máy điện không khối với các loại nhiên liệu khác nhau thì điều kiện phân bố tối ưu là:

$$\varepsilon_1 g_1 = \varepsilon_2 g_2 = \dots = \varepsilon_n g_n;$$

Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện:

Trong trường hợp bỏ qua tổn thất trong mạng

Điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện là suất tăng chi phí của tất cả các nhà máy điện phải bằng nhau:

$$\varepsilon = \text{const.}$$

Trường hợp có tính đến tổn thất

Điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện có tính đến tổn thất:

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_{pi}} = \text{const.}$$

Thành phần tối ưu của các tổ máy phát:

$$\frac{\varepsilon_1 + \delta_1}{1 - \sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2 + \delta_2}{1 - \sigma_{p2}} = \dots = \frac{\varepsilon_n + \delta_n}{1 - \sigma_{pn}};$$

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n$$

Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp:

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum \Delta P_{cb} - \sum \Delta P_{ca}}{\frac{\sum \Delta P_{va}}{(\sum S_a)^2} - \frac{\sum \Delta P_{vb}}{(\sum S_b)^2}}};$$

Khi phụ tải nhỏ hơn công suất giới hạn S_{gh} thì nên vận hành trạm biến áp theo chế độ a, trong trường hợp ngược lại thì vận hành ở chế độ b.

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum S_s \sum S_b}{k}}$$

$$S_{gh} = \sum S_n \sqrt{\frac{n(n+1)}{k}}$$

Câu hỏi ôn tập chương 4

1. Đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các nhà máy điện.
2. Sự phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy phát .
4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện không xét đến ảnh hưởng của tổn thất trên đường dây .
4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện có xét đến ảnh hưởng của tổn thất trên đường dây.
5. Phân bố công suất tối ưu của các nhà máy điện có tính tới phụ tải phản kháng.
6. Xác định thành phần tối ưu của các tổ máy phát.
7. Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp.
8. Hãy cho biết các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của mạng điện.

Chương 5

ĐIỀU CHỈNH CHẤT LƯỢNG ĐIỆN

5.1. Đại cương

5.1.1. Khái niệm về chất lượng điện

Chất lượng điện năng là một trong những yêu cầu quan trọng của hệ thống điện. Chất lượng điện năng xấu sẽ dẫn đến sự gia tăng chi phí vốn đầu tư, chi phí vận hành, giảm năng suất và hiệu quả làm việc của các thiết bị vv. Sự giám sát chất lượng điện không chỉ gây thiệt hại cho bản thân hệ thống điện, mà cho tất cả các ngành kinh tế khác, vì chất lượng điện có ảnh hưởng rất lớn đến chế độ làm việc của tất cả các thiết bị dùng điện. Trong quá trình vận hành, chất lượng điện luôn luôn thay đổi dưới tác động của nhiều nhân tố trong đó có các yếu tố mang tính ngẫu nhiên, vì vậy việc điều chỉnh chất lượng điện là bài toán khá phức tạp. Điều chỉnh chất lượng điện là sử dụng các biện pháp khác nhau để đưa giá trị của các chỉ tiêu chất lượng điện về giới hạn cho phép.

Giá trị cho phép của các chỉ tiêu chất lượng điện được xác định do những nguyên nhân kỹ thuật, theo điều kiện an toàn của các thiết bị tiêu thụ và khả năng của các thiết bị này thực hiện những chức năng của mình ví dụ: giới hạn trên của điện áp được xác định theo điều kiện an toàn và già cỗi của cách điện, còn giới hạn dưới xác định theo điều kiện làm việc bình thường của thiết bị. Trong một số trường hợp giá trị tối ưu của các chỉ tiêu chất lượng điện có thể lấy bằng giá trị định mức, điều này đúng với tần số, giá trị tối ưu của điện áp có thể khác so với trị số định mức nhiều.

Khi điều chỉnh chất lượng điện sẽ nảy sinh những vấn đề có liên quan đến việc duy trì các chỉ tiêu chất lượng tối ưu.

- Quy định cho mỗi điểm nút của hệ thống một giá trị tối ưu và giá trị cho phép của các chỉ tiêu chất lượng.
- Chọn hệ thống điều chỉnh chất lượng với mục đích duy trì đại lượng của chúng trong phạm vi giá trị cho phép càng gần giá trị tối ưu càng tốt.

5.1.2. Yêu cầu về chất lượng điện

Chất lượng điện có ảnh hưởng rất lớn đến chế độ làm việc của tất cả các thiết bị điện. Cùng với sự phát triển của nền kinh tế, yêu cầu về chất lượng điện cung cấp cho các thiết bị này càng nghiêm ngặt. Các yêu cầu này được thể hiện qua các chỉ tiêu: độ lệch tần số, độ lệch điện áp, dao động điện áp, độ đối xứng và độ hình sin.

* **Độ lệch tần số:** Theo tiêu chuẩn quy định, độ lệch tần số trong hệ thống điện không được vượt quá $\pm 0,1$ Hz và ở chế độ tức thời không quá $\pm 0,2$ Hz. Vì mức độ ảnh hưởng của tần số rất lớn và yêu cầu của nó rất nghiêm ngặt, việc tự động hoá điều chỉnh tần số được thực hiện ngay tại các nhà máy điện.

* **Độ lệch điện áp** là sự chênh lệch điện áp thực tế so với giá trị định mức, yêu cầu về độ lệch điện áp đối với các hộ dùng điện khác nhau là khác nhau. Tiêu chuẩn của các nước khác nhau cũng khác nhau, ví dụ ở Pháp quy định độ lệch điện áp cho phép ở lưới hạ áp không quá $\pm 10\%$, còn ở lưới trung áp - không quá $\pm 7\%$; ở Singapor là $\pm 6\%$ vv. Tiêu chuẩn độ lệch điện áp cho phép có thể tham khảo cho trong bảng 5.1.

Bảng 5.1. Tiêu chuẩn độ lệch điện áp trong mạng điện

TT	Hộ dùng điện	Giới hạn dưới	Giới hạn trên
1	Chiếu sáng	-2,5	+5
2	Động cơ dị bộ	-10	+10
3	Thiết bị khác	-5	+5
4	T.bị điện. n. nghiệp	-7,5	+7,5

* **Dao động điện áp** là sự biến thiên của điện áp xảy ra trong thời gian tương đối ngắn, tốc độ không quá 1%/s. Phụ tải chịu ảnh hưởng của dao động điện áp không những về biên độ dao động mà cả về tần số xuất hiện các dao động đó. Sự dao động điện áp thường được gây ra bởi các thiết bị có hệ số $\cos\varphi$ thấp, và có sự thay đổi đột biến phụ tải phản kháng. Biên độ dao động điện áp trong trường hợp này có thể xác định theo biểu thức:

$$v_k = \frac{k_Q}{1 - k_Q} 100\% \quad (5.1)$$

$k_Q = \frac{Q}{S_{BA}}$ - tỷ lệ công suất phản kháng so với công suất định mức của máy biến áp;

Q – phụ tải phản kháng thay đổi đột biến, MVar;

S_{BA} – công suất định mức của máy biến áp cung cấp cho điểm tải xét, MVA.

Dễ dàng nhận thấy biên độ dao động càng lớn nếu giá trị của hệ số k_Q càng lớn. Với cùng một phụ tải Q nếu công suất của máy biến áp lớn thì biên độ dao động điện áp sẽ giảm, tức là máy biến áp càng lớn thì độ ổn định điện áp trong mạng sẽ càng cao.

* *Độ đối xứng* là một trong các chỉ tiêu quan trọng của chất lượng điện, khi mạng điện bị mất đối xứng sẽ dẫn đến những tổn thất phụ do các thành phần dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không gây nên. Thành phần thứ tự không chỉ có mặt trong mạng điện 3 pha với các máy biến áp có sơ đồ đầu dây Y/Y₀ hoặc Δ/Y₀. Trong lưới điện với tổ nối của biến áp Y/Δ hoặc Y/Y, thì khi mạng mất đối xứng sẽ không có thành phần thứ tự không mà chỉ có thành phần thứ tự nghịch. Như vậy độ không đối xứng được biểu thị bởi 2 hệ số là:

- Hệ số phi đối xứng:
$$k_{fdx} = \frac{U_2}{U_1} \quad (5.2)$$

- Hệ số không cân bằng:
$$k_{kcb} = \frac{U_0}{U_1}; \quad (5.3)$$

trong đó:

U_1, U_2, U_0 là các thành phần thứ tự thuận, thứ tự nghịch và thứ tự không của điện áp, có thể xác định theo biểu thức:

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3} (\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C)$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3} (\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C)$$

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3} (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C)$$

Toán tử a có thể xác định theo biểu thức:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = -\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{1}{2}$$

Giá trị cho phép của k_{fdx} và k_{kcb} phụ thuộc vào độ đốt nóng các phần tử lưới điện, theo tiêu chuẩn quy định, các giá trị này không được vượt quá 5%. Trong kỹ thuật các hệ số trên được gọi chung là hệ số không đối xứng.

Đối với mạng điện trung tính cách ly, điện áp tại điểm trung tính chỉ bằng 0 khi mạng điện hoàn toàn đối xứng. Sự mất đối xứng sẽ dẫn đến sự chuyển dịch trung tính với giá trị

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_A g_a + \dot{U}_B g_b + \dot{U}_C g_c}{g_a + g_b + g_c} \quad (5.4)$$

trong đó:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_f; \quad \dot{U}_B = a^2 \dot{U}_f \text{ và } \dot{U}_C = a \dot{U}_f;$$

U_f – điện áp pha;

g_a, g_b, g_c – điện dẫn của các pha đối với đất.

Độ không đối xứng của điện áp được xác định theo biểu thức:

$$k_{kdx} = \frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_f} \quad (5.5)$$

Nếu trong hệ thống trung tính có mắc cuộn dây dập hồ quang thì ở mẫu số của biểu thức (5.4) có thêm thành phần điện dẫn g_k của cuộn dây. Trong trường hợp này nếu xuất hiện sự cộng hưởng thì điện dẫn chỉ còn có thành phần tác dụng, do đó giá trị chuyển dịch trung tính sẽ khá cao. Nếu sự chuyển dịch trung tính lớn sẽ dẫn đến sự tăng điện áp của các pha, làm tăng độ mất đối xứng và ảnh hưởng đến cách điện, ngoài ra nó còn có thể gây nhiễu cho các đường dây thông tin ở xung quanh. Theo quy định độ không đối xứng trong mạng điện này không được vượt quá giá trị:

$$k_{kdx} = 0,15 \cdot d \cdot U_f \cdot 100 \quad (5.6)$$

trong đó:

d – hệ số ổn định của mạng điện điều hoà, thường có giá trị bằng 0,05.

Như vậy $k_{kdx} = 0,15 \cdot 0,05 \cdot 100 \cdot U_f = 0,75\% U_f$. Nếu giá trị k_{kdx} vượt quá giá trị này thì cần phải san bằng điện dung các pha bằng cách chuyển vị pha (thay đổi vị trí của các pha cứ sau một số khoảng vượt).

Trong mạng điện có cuộn dập hồ quang nghiêm cấm việc bảo vệ máy biến áp bằng cầu chảy, vì khi một trong các cầu chảy bị cháy có thể dẫn đến sự quá điện áp nguy hiểm do sự điều hoà điện dung bị thay đổi. Điều đó có thể dẫn đến sự huỷ hoại cách điện và làm giảm tuổi thọ của thiết bị.

* *Độ hình sin*: Trong thực tế sự biến đổi của dòng điện và điện áp xoay chiều không hoàn toàn tuân theo quy luật hình sin, vì luôn có sự hiện diện của các thành phần sóng hài bậc cao trong các đại lượng điện áp và dòng điện.

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

$$k_{ks} = \frac{U - U_1}{U_1} 100\%; \quad (5.7)$$

U - điện áp hiệu dụng, có thể được xác định theo biểu thức:

$$U = \sqrt{U_1^2 + \sum U_k^2}; \quad (5.8)$$

trong đó: U_1 – điện áp của sóng hài cơ bản (50Hz);

U_k – điện áp của sóng hài bậc k .

Theo tiêu chuẩn quy định, giá trị k_{ks} không được vượt quá 5%.

Để cải thiện chất lượng điện người ta thường áp dụng các biện pháp sau:

1) *Cân bằng phụ tải giữa các pha và điều chỉnh chế độ làm việc hợp lý của các hộ dùng điện:* Việc phân bố tải hợp lý sẽ làm san bằng đồ thị phụ tải như vậy sẽ làm giảm khoảng giới hạn của độ lệch điện áp và nâng cao hiệu suất sử dụng của lưới điện. *Điều chỉnh chế độ làm việc của phụ tải hợp lý* để kết hợp phụ tải phản kháng giữa các hộ dùng điện một cách hiệu quả nhất.

2) *Tăng cường sử dụng phụ tải 3 pha đến mức có thể* để giảm độ phi của đối xứng. *Đối với lưới điện có nhiều thụ điện 1 pha, nên chọn máy biến áp có tổ nối sao- Ziczac* để giảm hao tổn phụ do dòng điện thứ tự không gây nên.v.v...

3) *Chọn thiết bị điện hợp lý: không nên làm việc quá non tải* vì như vậy sẽ làm giảm $\cos \varphi$ và tăng công suất phản kháng dẫn đến tăng hao tổn ΔU .

4) *Chọn điện áp ở đầu vào thụ điện thích hợp* với chế độ làm việc của các thụ điện. Thông thường máy biến áp và đường dây được tính chọn theo tải cực đại nhưng phụ tải thường chỉ đạt $(0,5 \div 0,6)P_n$ bởi vậy khi tải giảm thấp điện áp tại các điểm gần có thể vượt quá giá trị cho phép.

5.1.3. Sự liên hệ giữa các tham số chế độ

1. Sự liên hệ giữa phụ tải với tần số

Khi công suất tác dụng của phụ tải P_{pt} lớn hơn công suất tác dụng của nguồn phát P_F thì tần số sẽ giảm và ngược lại (xem hình 5.2). Tức là sự dư thừa công suất phát sẽ dẫn đến tần số cao và sự thiếu hụt công suất phát sẽ làm cho tần số thấp. Tần số luôn luôn được theo dõi và điều chỉnh để không vượt qua giới hạn quy định để đảm bảo được sự cân bằng công suất tác dụng. Do điện năng không thể dự trữ được nên công suất phát phải luôn luôn thay đổi theo sự thay đổi của phụ tải. Muốn vậy cần phải luôn có một lượng dự trữ công suất tác dụng.

Khi tần số tăng dẫn đến sự tiêu thụ công suất phản kháng Q_μ giảm và Q_c tăng. Tuy nhiên do số lượng các phần tử mang tính điện cảm trong mạng điện thực tế nhiều hơn so với số phần tử mang tính điện dung, nên 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 (tuy

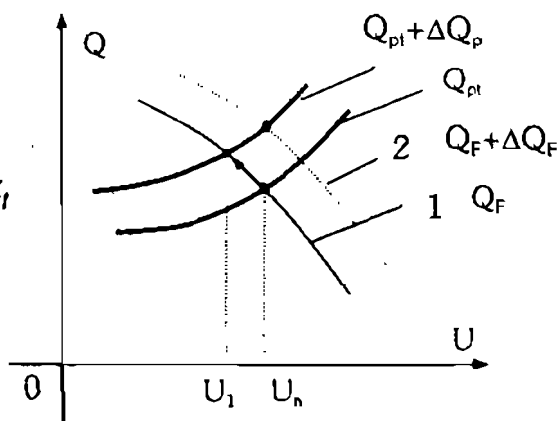
thuộc vào sơ đồ kích từ) nên Q_{Mf} tăng nhiều, điều đó dẫn đến sự dư thừa công suất phản kháng trong hệ thống.

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. Khi tần số giảm mà thiếu dự phòng công suất phản kháng thì buộc phải giảm dòng kích từ, lúc đó điện áp sẽ bị giảm, điều này sẽ làm thay đổi hàng loạt các tham số chế độ khác của mạng điện. Bởi vậy nhất thiết phải có một lượng dự trữ công suất phản kháng nhất định trong hệ thống điện.

2. Sự liên hệ giữa phụ tải và điện áp

Tăng điện áp trong mạng sẽ làm tăng phụ tải tác dụng tổng trong hệ thống vì phụ tải sinh hoạt có công suất tỷ lệ thuận với điện áp sẽ tăng lên và vì độ trượt của các động cơ không đồng bộ giảm xuống, mặc dù tổn thất công suất trong mạng có giảm đi. Do tăng phụ tải tác dụng, việc tăng điện áp sẽ 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. Cũng tương tự, việc giảm điện áp sẽ làm giảm phụ tải tác dụng trong hệ thống do đó làm tăng tần số. Ở chế độ sau sự cố, khi thiếu hụt công suất tác dụng và phản kháng, việc giảm điện áp sẽ phần nào ngăn chặn được hiện tượng tần số giảm quá mạnh.

Trên hình 5.1 biểu diễn đặc tính tĩnh của nguồn $Q_F = \varphi(U)$ và đặc tính tĩnh của phụ tải $Q_{pt} = \Phi(U)$ (khi $f = \text{const}$), điểm gặp nhau của hai đường cong này xác định sự cân bằng công suất phản kháng giữa nguồn và phụ tải, điện áp U_n được xác lập ứng với giá trị định mức. Khi phụ tải gia tăng, thiết lập sự cân bằng mới mà ở đó điện áp có thể sẽ sụt xuống quá giá trị U_1 , để các thiết bị điện làm việc bình thường cần phải sử dụng các biện pháp gia tăng điện áp đến mức cần thiết, đặc tính 1 dịch chuyển lên đường 2, thiết lập lại sự cân bằng mới với U_n . Quá trình tiếp diễn giúp cho hệ thống điện làm việc ổn định. Nếu như vì một lý do nào đó, đường đặc tính tĩnh của hệ thống không thể điều chỉnh được theo sự thay đổi của phụ tải (đường đặc tính 2 không được thiết lập) nghĩa là hệ thống thiếu công suất phản kháng, lúc đó vấn đề bù sẽ vô cùng cần thiết, đó sẽ là giải pháp quan trọng để nâng điện áp của lưới lên giá trị mong muốn.



Hình 5.1. Sự phụ thuộc giữa công suất phản kháng của nguồn và phụ tải đối với điện áp (khi tần số $f = \text{const}$).

Vì ở những điểm nút khác nhau trong hệ thống, giá trị điện áp sẽ khác nhau, nên không những chỉ cần phải đảm bảo cân bằng công suất phản kháng trong hệ thống mà còn phải phân bố dòng công suất phản kháng sao cho điện áp ở tất cả các điểm không vượt ra ngoài vùng giá trị cho phép. Việc phân bố công suất phản kháng một cách tùy tiện có thể dẫn đến hiện tượng dòng công suất phản kháng ở một số đoạn quá lớn, làm tăng tổn thất điện áp, gây khó khăn cho việc duy trì điện áp cho phép trong mạng điện. Vấn đề đặt ra là phải thiết lập sự cân bằng cục bộ công suất phản kháng trong từng vùng của mạng điện với dòng công suất phản kháng truyền tải tối ưu.

Cũng giống như sự cân bằng công suất tác dụng, trong hệ thống luôn luôn thiết lập một sự cân bằng công suất phản kháng. Nếu như tần số được coi là thước đo của sự cân bằng công suất tác dụng trong hệ thống điện, thì điện áp là thước đo của sự cân bằng công suất phản kháng. Để có thể điều chỉnh điện áp cần thiết phải có một lượng công suất phản kháng dự trữ.

5.2. Điều chỉnh tần số

Do yêu cầu về tần số hết sức nghiêm ngặt, nên tham số này được giám sát chặt chẽ ngay tại các nhà máy điện. Nếu tần số bị lệch khỏi giá trị cho phép thì có thể làm ảnh hưởng đến chế độ làm việc của hàng loạt thiết bị. Tần số giảm làm cho năng suất của các thiết bị giảm. Sự giảm năng suất của các thiết bị tự dùng trong nhà máy điện đặc biệt nguy hiểm vì có thể dẫn đến sự ngừng trệ của toàn nhà máy. Nếu không có biện pháp kịp thời khôi phục thì có thể sẽ dẫn đến sự mất ổn định trong toàn hệ thống. Khi tần số bị giảm xuống giá trị $47,5\div 48\text{Hz}$ trong thời gian quá 1 phút thì có thể dẫn đến các tổ hợp lớn bị cắt bởi các thiết bị bảo vệ.

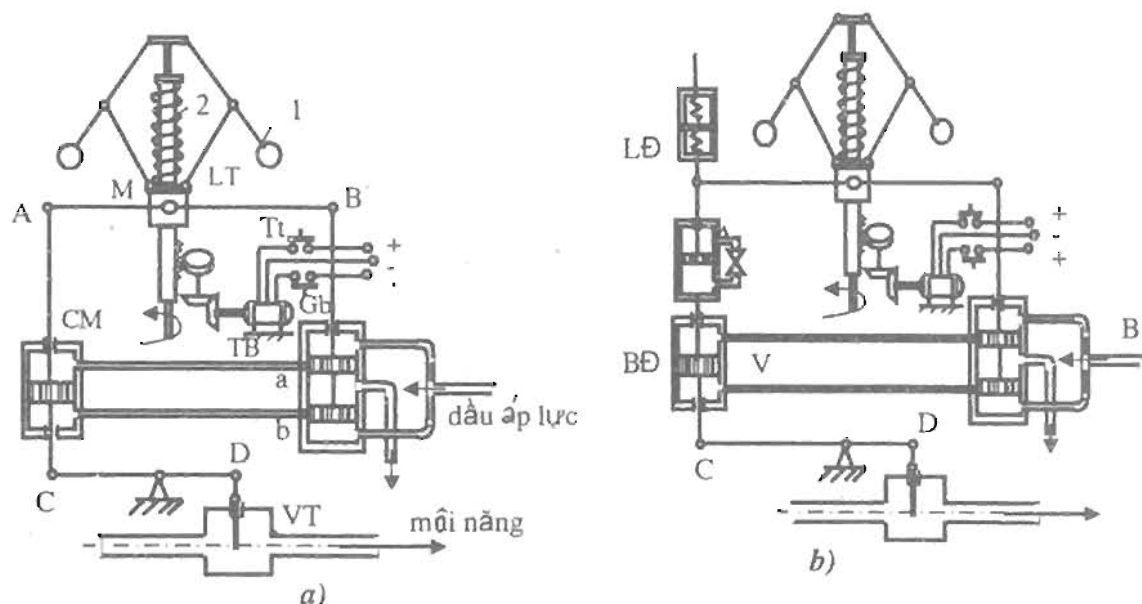
Như đã biết, khi tần số công suất phản kháng của máy phát sẽ giảm do điện áp của hệ thống kích từ giảm, điều đó dẫn đến sự giảm điện áp trong hệ thống, giảm dự trữ ổn định. Bởi vậy nếu tần số giảm mạnh sẽ dẫn đến nguy cơ mất đồng bộ của hệ thống do ổn định tĩnh bị phá vỡ. Biện pháp chủ yếu để khôi phục tần số trong trường hợp này là sử dụng các cơ cấu tự động điều chỉnh tần số, tuy nhiên nhân viên vận hành cần phải nhanh chóng thực hiện các nhiệm vụ sau: trước hết cần sử dụng toàn bộ lượng công suất dự trữ nóng, sau đó nếu lượng dự trữ này vẫn chưa đáp ứng thì cho vận hành các tổ máy phát đang ở trạng thái dự trữ lạnh.

Điều độ quốc gia, người đã được giao nhiệm vụ điều chỉnh tần số trong hệ thống và các kỹ sư trực ban của các nhà máy điện, nơi có nhiệm vụ thực hiện điều chỉnh tần số hệ thống cần phải thường xuyên theo dõi không chỉ giá trị của tần số và điều chỉnh nó trong giới hạn xác định, mà cả khoảng điều chỉnh ở các nhà máy điện này. Sự điều chỉnh tần số được thực hiện một cách tự động nhờ các cơ cấu điều chỉnh đặc biệt. Quá trình điều chỉnh tần số diễn ra trong ba giai đoạn: điều chỉnh cấp I, cấp II và cấp III.

5.2.1. Điều chỉnh cấp I

Quá trình điều tần cấp I (còn gọi là điều tốc) 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.

Sơ đồ động học tự động điều chỉnh tần số với đặc tính tĩnh được thể hiện trên hình 5.2. Bộ tự động điều chỉnh tần số có cấu tạo gồm các phần tử chính sau: bộ ly tâm LT cảm biến tốc độ quay của tuabin, van trượt VT, servomotor CM. Khi máy phát làm việc, trục của bộ ly tâm LT gắn với trục tuabin cũng quay theo làm cho các quả tạ được nâng lên bởi lực ly tâm.



Hình 5.2. a) Sơ đồ động học điều chỉnh tần số với đặc tính tĩnh;
b) Sơ đồ động học điều chỉnh tần số với đặc tính á tĩnh.

Lực ly tâm có xu hướng nâng các quả tạ đồng thời kéo theo khớp M, lực này được điều chỉnh bởi lực cản của lò xo 2. Lực cản của lò xo được chỉnh định sao cho ở trạng thái bình thường các lực tác dụng cân bằng giúp cho cánh tay đòn AB ở trạng thái cố định. Khi đó các cửa sổ a và b của van trượt ở trạng thái đóng, do đó piston của servomotor ở trạng thái cố định vì áp suất ở cả 2 phía của xilanh cân bằng nhau làm cho van chặn của cửa mô phỏng có độ mở cố định.

Khi tần số thay đổi, tức tốc độ quay của tuabin thay đổi, sự cân bằng lực bị phá vỡ, giả dụ phụ tải tăng từ giá trị P_1 đến P_2 tốc độ của tuabin giảm từ ω_1 đến ω_2 , cánh tay đòn AB quay quanh điểm A, được nối cứng với piston của servomotor. Đầu B của cánh tay đòn bị hạ xuống làm các cửa sổ của van trượt mở ra, dầu áp lực sẽ chạy qua cửa sổ a vào phần trên của xilanh servomotor và từ cửa sổ b vào khoang giữa của van trượt đi ra ngoài. Với sự thay đổi

$$k_{pt} = \frac{\Delta P_{pt}}{P_{pt}} : \frac{\Delta f}{f_n} \quad (5.9)$$

Độ dốc của phụ tải có giá trị trong khoảng 1÷2,5.

Tương tự, độ dốc của đặc tính tĩnh máy phát được đặc trưng bởi:

$$k_F = \frac{\Delta P_F}{P_F} : \frac{\Delta f}{f_n} \quad (5.10)$$

ΔP_{pt} , ΔP_F – lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải và của máy phát;

Δf – lượng thay đổi tần số;

P_{pt} , P_F – công suất tác dụng của phụ tải và của máy phát;

f_n – tần số định mức.

Độ dốc của máy phát có ý nghĩa quan trọng trong quá trình điều chỉnh tần số, các máy phát có công suất dự trữ lớn thì sẽ có độ dốc lớn, nếu giá trị k_F lớn thì sự tham gia điều chỉnh của máy phát vào quá trình điều tần càng có hiệu quả, nếu $k_F = 0$ thì có nghĩa là máy phát không thể tham gia vào quá trình điều tần được. Lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải khi tần số thay đổi sẽ là:

$$\Delta P_{pt} = + P_{pt} \frac{\Delta f}{f_n} k_{pt} \quad (5.11)$$

Dấu (+) biểu thị khi tần số tăng thì công suất tiêu thụ của phụ tải tăng.

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

$$\Delta P_F = - P_F \frac{\Delta f}{f_n} k_F \quad (5.12)$$

Dấu (-) biểu thị khi tần số tăng thì công suất phát của máy phát giảm.

Để có thể điều chỉnh được tần số, trong nhà máy luôn luôn cần một lượng công suất dự phòng, biểu thị bởi hệ số dự phòng:

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}}; \quad (5.13)$$

$$\text{Từ đó:} \quad P_F = k_{df} P_{pt} \quad (5.14)$$

Lượng công suất ΔP thay đổi khi tần số thay đổi Δf sẽ là:

$$\Delta P = \Delta P_F - \Delta P_{pt} = -P_F \frac{\Delta f}{f} (k_{dr} k_F + k_{pt}) \quad (5.15)$$

Từ đó rút ra lượng thay đổi tần số do phụ tải thay đổi một lượng ΔP bằng:

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{dr} k_F + k_{pt})} ; \quad (5.16)$$

Độ dốc trung bình của các máy phát trong nhà máy được xác định bởi biểu thức:

$$k_{Ftb} = \frac{\sum P_{fi} k_{fi}}{\sum P_{fi}} \quad (5.17)$$

P_{Fi} , k_{Fi} - công suất định mức và độ dốc của máy phát thứ i ;

Nếu như ở một số tổ máy đã mở hết cửa môi năng vào rồi, thì có nghĩa là phụ tải của nó không thể tăng thêm được nữa, lúc đó hệ số k_F của chúng sẽ bằng 0 (khi tần số giảm). Do đó nếu dự phòng công suất càng bé thì hệ thống càng ít khả năng tự động tăng công suất khi tần số giảm. Đại lượng k_{Ftb} còn phụ thuộc cả vào dấu của đại lượng thay đổi tần số, tức là vào dấu của lượng phụ tải ΔP . Khi tần số giảm, tức là khi phụ tải của hệ thống tăng, k_{Ftb} thấp do đó nếu không có dự phòng công suất thì khi tần số giảm không thể tức khắc nâng ngay tần số lên được.

5.2.2. Điều chỉnh cấp II (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. Tăng công suất máy phát bằng cách tăng thêm môi năng cho tuabin. Trong các hệ thống nhỏ thường chỉ có một vài tổ máy làm nhiệm vụ điều tần cấp II, còn các máy khác có đặt tự động điều chỉnh tổ độ thì chỉ tham gia trong quá trình điều tần cấp I. Khi phụ tải tăng các máy này tạm thời tăng thêm công suất nhờ tự động điều chỉnh tốc độ. Sau khi quá trình điều tần bắt đầu, tần số tăng lên thì các máy này lại tự động giảm công suất phát. Toàn bộ công suất yêu cầu thêm sẽ chỉ do các máy điều tần đảm nhận. Độ dốc của các tổ máy điều tần phải lớn hơn độ dốc của các tổ máy còn lại để trong quá trình điều chỉnh sơ cấp các tổ máy điều tần nhận nhiều phụ tải hơn. Các máy điều tần được trang bị bộ điều tốc á tĩnh.

5.2.3. Điều chỉnh cấp III

Mục đích của điều chỉnh cấp III là phân phối lại công suất theo điều kiện tối ưu. Khi xảy ra dao động công suất hệ thống điện phải làm 2 nhiệm vụ là thay đổi công suất phát để duy trì tần số bình thường và phân bố lại công suất giữa các tổ máy theo điều kiện tối ưu. Quá trình phân bố công suất tối ưu có thể thực hiện chậm hơn, có thể sau 15÷20 phút, hoặc sau khi tổng công suất biến đổi được 2÷4%.

5.2.4. Điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố

Khi vì một lý do nào đó tần số có thể bị giảm ngoài sự kiểm soát của hệ thống điều chỉnh, gây nguy hiểm cho hệ thống, ví dụ một số trường hợp tần số bị lệch quá lớn, gây ảnh hưởng nghiêm trọng như:

- Tần số nhỏ hơn 48,5 Hz chỉ cho phép kéo dài không quá 1 phút vì sự an toàn cho các cánh dài áp lực thấp của tuabin;
- Tần số nhỏ hơn 47 Hz chỉ được kéo dài không quá 20 giây để đảm bảo năng suất cho các thiết bị phụ như máy bơm nước, quạt gió vv.
- Tần số không được phép giảm quá 45 Hz vì ở tần số này có thể dẫn đến sự ngừng hoạt động của cả nhà máy điện, do các thiết bị phụ không thể đáp ứng được điều kiện làm việc bình thường.

Để giữ tần số trong các trường hợp này đầu tiên cần phải sa thải phụ tải. Có 3 loại phụ tải cần sa thải là:

+ *Loại 1*: có tổng công suất cắt bằng công suất thiết hụt cao nhất có thể cắt lần lượt từng đợt: bắt đầu sa thải từ tần số 46,5 cho đến 49 Hz, các đợt cách nhau 0,1 Hz.

+ *Loại 2*: chỉnh định ở tần số 49,2 Hz, các đợt cách nhau 5÷10 giây, đợt cuối 60 giây làm nhiệm vụ đưa tần số lên cao hơn 49,2 Hz sau khi loại 1 cắt xong. Công suất cắt của tải loại 2 thường bằng 40% loại 1;

+ *Loại 3*: sẽ tác động nếu loại 1 không thể ngăn cản được nguy cơ xảy ra sụt áp trong hệ thống.

Phụ tải phải sa thải phụ thuộc vào mức độ thiệt hại về kinh tế – xã hội. Sau khi sự cố được khắc phục phụ tải được đóng lại từng đợt cách nhau không nhỏ hơn 5 giây. Để đảm bảo an toàn cho các hoạt động tự dừng, có thể tách riêng tổ máy cho các phụ tải này. Việc sa thải phụ tải được thực hiện bởi cơ cấu tự động sa thải phụ tải theo tần số. Nhiệm vụ của các cơ cấu này là ngăn chặn sự suy sụp tần số khi thiếu công suất phát. Một số cơ cấu tự động điều chỉnh tần số tác động với độ trễ rất lớn vì vậy thời gian tác động của bộ tự động sa thải phụ tải cũng phải lớn hơn quán tính của cơ cấu sa thải phụ tải để loại trừ trường hợp phụ tải bị cắt trong trường hợp có dự phòng công suất.

Để có thể nhanh chóng khôi phục lại chế độ cung cấp điện cho các hộ phụ tải bị cắt sau khi sự cố đã được khắc phục, trong hệ thống đã được lắp đặt các cơ cấu tự động đóng phụ tải sau sự cố. Đại lượng phụ tải được đóng lại không phải cố định mà thay đổi phụ thuộc vào các quá trình công nghệ, sơ đồ cung cấp điện của các xí nghiệp, bởi vậy không ít hơn một lần mỗi năm cần phải tiến hành kiểm tra, xác định phụ tải thực tế của tất cả các đường dây và trạm biến áp nằm trong phạm vi điều chỉnh.

Sự có mặt hay không của các cơ cấu điều chỉnh tần số không ảnh hưởng đến nhiệm vụ và tính cấp bách của điều độ viên khi xảy ra sự cố, bởi vì trong thực tế luôn luôn tồn tại những sự cố không lường trước mà các cơ cấu tự động có thể không hoạt động theo chương trình đã định. Sự thiếu quyết đoán và chậm trễ của điều độ viên trong trường hợp này có thể dẫn đến những thiệt hại nghiêm trọng.

5.3. Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện

5.3.1. Những vấn đề chung

Cũng như tần số, điện áp là tham số cực kỳ quan trọng quyết định chế độ làm việc của các thiết bị điện. Khi điện áp bị giảm quá mức cho phép sẽ làm giảm mômen quay của các động cơ, giảm tốc độ và dĩ nhiên sẽ giảm năng suất của các máy công tác. Hơn thế nữa, sự giảm điện áp có thể làm tăng sự đốt nóng động cơ, làm giảm tuổi thọ, thậm chí làm cháy động cơ.

Nếu điện áp tăng quá trị số cho phép sẽ dẫn đến giảm tuổi thọ của các thiết bị chiếu sáng và các thiết bị điện khác. Điện áp cao sẽ gây nguy hiểm cho các máy phát và máy biến áp, tăng tổn thất trong hệ thống điện. Sự giảm áp quá mạnh có thể dẫn đến sự phá vỡ ổn định của máy phát và phụ tải. Việc duy trì điện áp trong giới hạn xác định là nhiệm vụ quan trọng của các điều độ viên thực hiện các thao tác điều chỉnh trung tâm hoặc điều chỉnh phân tán.

*** 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. Đây là điều kiện ràng buộc rất lớn giữa các điểm nút.

- 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, được thể hiện bởi giới hạn dưới V_{cp}^- và giới hạn trên V_{cp}^+ .

Điện áp cung cấp cho các hộ tiêu thụ điện phải đảm bảo giá trị trong phạm vi cho phép, nếu điện áp lệch khỏi phạm vi này thì cần phải tiến hành điều chỉnh. Có rất nhiều biện pháp có thể sử dụng để nâng cao chất lượng điện áp, tuy nhiên trước tiên cần ưu tiên cho những biện pháp không đòi hỏi chi phí lớn, tận dụng những trang thiết bị hiện có như áp dụng các biện pháp vận hành kinh tế mạng điện, chọn đúng nấc biến áp. Nếu như việc áp dụng các biện pháp này vẫn không đảm bảo độ lệch điện áp cho phép tại đầu vào của các hộ dùng điện, thì phải sử dụng thiết bị bù công suất phản kháng (tụ bù, máy bù...), phương pháp này đòi hỏi vốn đầu tư lớn, việc lựa chọn thiết bị bù, vị trí đặt phải dựa trên cơ sở tính toán so sánh các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật. Hiệu quả của các biện pháp nâng cao chất lượng điện

áp được đánh giá dựa theo mức thiệt hại kinh tế của các hộ tiêu thụ khi điện áp lệch khỏi giá trị định mức. Hiệu quả càng cao khi mức độ thiệt hại càng lớn.

Khi tính toán điều chỉnh điện áp thường chỉ cần xét ở 2 chế độ phụ tải cực đại và phụ tải cực tiểu, ở chế độ phụ tải cực đại mức điện áp được xét đối với các điểm tải xa nhất, còn ở chế độ phụ tải cực tiểu thì lại xét mức điện áp ở các điểm tải gần nhất.

5.3.2. Điều chỉnh điện áp trung tâm

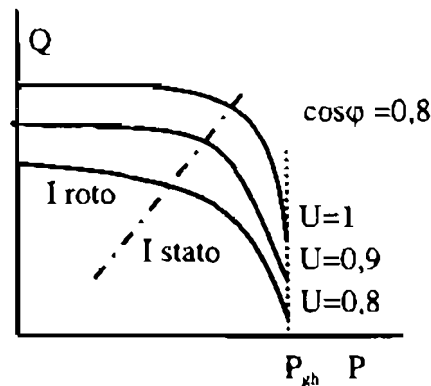
Điều chỉnh điện áp trung tâm được thực hiện để duy trì mức điện áp cho phép tại các nút kiểm tra. Nhân viên vận hành nhà máy điện thay đổi đại lượng đặt của máy điều chỉnh kích từ hoặc thiết bị hiệu chỉnh độc lập tương ứng với đồ thị điện áp hàng ngày cho trước. Nếu việc điều chỉnh điện áp tại nút kiểm tra do các nhân viên điều độ kiểm nhiệm, thì khi điện áp lệch khỏi đồ thị cho trước nhân viên điều độ phải yêu cầu nhân viên vận hành các nhà máy điện gần nhất thay đổi phụ tải phản kháng cho phù hợp.

Điều chỉnh trung tâm được thực hiện bởi các điều độ quốc gia bằng cách thay đổi công suất phản kháng của các máy phát và máy bù đồng bộ, thay đổi hệ số các máy biến áp và biến áp tự ngẫu ở các mạng điện chính. Đối với mỗi điểm kiểm tra cần thiết lập 2 biểu đồ điện áp: điện áp cực đại cho phép xác định theo giới hạn trên của mức điện áp cho phép và điện áp cực tiểu – theo giới hạn dưới của điện áp cho phép. Điện áp tại các điểm kiểm tra của hệ thống cần phải được duy trì trong giới hạn xác định phù hợp với biểu đồ cho trước. Biểu đồ điện áp được thiết lập trên cơ sở đảm bảo mức điện áp phù hợp cho tất cả các hộ dùng điện có tính đến khả năng hoạt động của các cơ cấu tự động điều chỉnh điện áp.

Để đảm bảo điều chỉnh điện áp hiệu quả điều kiện tối cần thiết là có sự dự phòng công suất phản kháng. Dự phòng công suất phản kháng đối với một máy phát nào đó, khác với dự phòng công suất tác dụng, phụ thuộc nhiều vào phụ tải tác dụng của máy phát và điện áp trên thanh cái của nó. Trên hình 5.4 biểu thị đặc tính giữa công suất phản kháng có thể huy động được của máy phát với phụ tải tác dụng ứng với các giá trị điện áp khác nhau. Vùng nằm bên phải đường chấm chấm tương ứng với điều kiện giới hạn công suất phản kháng có thể huy động được theo dòng điện giới hạn của stator (khi dòng điện rotor có dự trữ); Vùng phía bên trái đường chấm chấm là công suất phản kháng có thể huy động được theo dòng điện rotor (khi dòng stator còn dự trữ). Đường chấm chấm tương ứng với giới hạn đồng thời cả dòng điện stator và dòng rotor.

Như biểu thị trên hình 5.4, khi giảm điện áp ở trong vùng bên phải, công suất phản kháng có thể huy động giảm rất nhanh, còn ở vùng bên trái thì công suất phản kháng thay đổi không nhiều lắm. Khi phụ tải tác dụng của máy phát khá lớn và điện áp trên cực máy phát thấp thì ngay cả một lượng giảm công suất tác dụng không đáng kể cũng có thể làm tăng đáng kể lượng công suất phản kháng. Còn khi phụ tải tác dụng nhỏ thì hiệu ứng gia tăng công suất phản kháng do giảm công suất tác dụng rất ít.

Hình 5.4. Đặc tính công suất phản kháng có thể huy động của máy phát.



Sự phụ thuộc của công suất phản kháng có thể huy động được của máy phát vào điện áp trong một số hệ thống có thể đưa đến những đặc điểm lạ thường sau: Khi tăng đột ngột phụ tải phản kháng tổng của hệ thống trước khi nhân viên vận hành kịp tăng kích từ, điện áp trong hệ thống có thể giảm đến mức làm cho stator của một số máy phát bị quá tải, đặc biệt là những máy phát có phụ tải tác dụng lớn. Để giảm tải cho máy phát, hiển nhiên nhân viên vận hành sẽ giảm kích từ, điều này càng làm cho điện áp giảm xuống nhiều hơn nữa và lại gây quá tải cho stator của nhiều máy phát khác, buộc nhân viên vận hành ở các nhà máy điện khác cũng có những hành động tương tự. Kết quả là điện áp trong hệ thống có thể giảm xuống rất mạnh.

Để tránh hiện tượng trên, trước khi muốn tăng mạnh phụ tải phản kháng của hệ thống cần phải tăng kích từ của tất cả các máy phát lên cao nhất. Điều này cần phải hết sức lưu ý trong quá trình vận hành nhà máy điện, nếu không thì có thể dẫn đến những hậu quả rất nghiêm trọng như đã trình bày ở trên.

Trong trường hợp điện áp suy giảm thấp hơn mức điện áp cực tiểu của biểu đồ điện áp cho trước, điều độ quốc gia và các nhân viên vận hành các nhà máy điện và trạm biến áp, nơi có máy bù đồng bộ cần sử dụng tất cả lượng công suất phản kháng dự trữ nóng và sau đó nếu vẫn chưa đáp ứng thì nhanh chóng đưa các máy phát và máy bù đồng bộ ở trạng thái dự trữ lạnh vào hoạt động. Nếu điều đó vẫn không thể phục hồi điện áp thì tận dụng khả năng làm việc quá tải của các máy phát trong khoảng thời gian xác định cố gắng không để điện áp thấp hơn mức giới hạn sự cố. Nếu kể cả biện pháp cuối cùng này vẫn chưa thể khôi phục được điện áp thì cần tiến hành sa thải phụ tải cho đến khi đạt được yêu cầu cần thiết.

5.3.3. Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp

Trong mạng điện lớn, điều chỉnh điện áp trung tâm không thể duy trì được mức điện áp cần thiết trên đầu vào của các hộ dùng điện, bởi vậy cần phải tiến hành điều chỉnh điện áp phân tán (cục bộ) bằng cách thay đổi các đầu phân áp tại các trạm biến áp trung gian, trạm biến áp phân phối, thay đổi dung lượng của các thiết bị bù v.v...

Ở cuộn dây cao áp ở các máy biến áp ngoài đầu ra chính còn có các đầu ra phụ thêm gọi là đầu phân áp. Thay đổi các đầu phân áp của các máy biến áp có thể cho phép điều chỉnh điện áp trong phạm vi $\pm(2,5 \div 16)\%U_n$. Việc thay đổi các đầu phân áp có thể thực hiện bằng tay hoặc tự động.

Với các máy biến áp nhỏ dùng trong các trạm biến áp tiêu thụ thường chỉ có 3÷5 đầu phân áp, giới hạn điều chỉnh $\pm 5\%$, khi cần thay đổi vị trí đầu phân áp phải cắt điện. Trong các trạm biến áp khu vực và các trạm biến áp cung cấp điện cho phụ tải quan trọng, các máy biến áp được chế tạo với khả năng tự động điều chỉnh điện áp, với số đầu phân áp lớn, giới hạn điều chỉnh rộng hơn. Điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp của các máy biến áp khá hiệu quả và linh hoạt nhất là các máy biến áp có bộ phận tự động điều chỉnh điện áp (hoặc điều áp dưới tải). Với các máy biến áp thông thường không có tự động điều chỉnh dưới tải, khi muốn thay đổi đầu phân áp cần phải cắt điện làm ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện. Mặt khác, để chọn được đầu phân áp thích hợp cần phải tính toán trên cơ sở đồ thị phụ tải điện của trạm và các lộ xuất tuyến, điện áp đầu vào, quy luật sử dụng của các phụ tải điện...

Tuy nhiên, việc chọn đúng đầu phân áp trong nhiều trường hợp là biện pháp chủ yếu để duy trì mức điện áp ở các hộ tiêu thụ trong giới hạn yêu cầu với chi phí rất thấp. Cần lưu ý là việc điều chỉnh đầu phân áp cần phải 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. Đối với các trạm biến áp tiêu thụ dùng cho sinh hoạt, phụ tải của mùa đông và mùa hè thường có sự chênh lệch nhau khá lớn vì vậy mức điện áp cũng thay đổi nhiều, do đó hàng quý cần có sự điều chỉnh nấc máy biến áp cho phù hợp.

Mức điện áp ở các điểm nút khác nhau của hệ thống phụ thuộc vào sự cân bằng công suất phản kháng, trong khi đó phụ tải không ngừng thay đổi, bởi vậy nhiệm vụ đặt ra cho các điều độ viên là theo dõi thường xuyên để có các giải pháp điều chỉnh kịp thời và hiệu quả. Mức điện áp hợp lý được thiết lập bằng cách lựa chọn đúng đầu phân áp của các máy biến áp. Nếu giảm hệ số biến áp của các trạm giảm áp thì sẽ làm tăng điện áp phía thứ cấp, như vậy sẽ tăng lượng tiêu thụ công suất phản kháng, bởi vậy việc nâng mức điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp ở các mạng điện thiếu công suất phản kháng sẽ không có hiệu quả, thậm chí có thể dẫn đến sự giảm áp ở các trạm biến áp khác của chính mạng điện này. Trong trường hợp này giải pháp khôn ngoan nhất là chọn đầu phân áp sao cho thoả mãn được giới hạn dưới của mức điện áp cho phép ở tất cả các hộ dùng điện.

Việc lựa chọn không đúng đầu phân áp của các máy biến áp nối trực tiếp với máy phát có thể dẫn đến sự hạn chế khả năng phát công suất phản kháng của máy phát. Điều độ quốc gia có nhiệm vụ phải kiểm tra thường xuyên trạng thái của các đầu phân áp và khả năng phát công suất phản kháng ở tất cả các nhà máy điện. Bởi vì các nhân viên vận hành các nhà máy điện hoặc trạm biến áp độc lập không thể biết được trạng thái của các phần còn lại của hệ thống điện và có thể sẽ không sử dụng hết khả năng phát công suất phản kháng

của các máy phát và máy bù đồng bộ ở nhà máy của mình, mặc dù đang có sự thiếu hụt trong hệ thống.

Quá trình tự động điều chỉnh điện áp tại các trạm biến áp phải được thực hiện với khoảng giới hạn điện áp cho phép tương ứng với biểu đồ điện áp cho trước. Đặc điểm của biểu đồ điện áp ở các điểm nút khác nhau là khác nhau. Thời hạn để kiểm tra lại biểu đồ điện áp là mỗi quý một lần, có nghĩa là biểu đồ điện áp được xây dựng tương ứng với các mùa đặc trưng trong năm. Trong các trường hợp đặc biệt, khi có sự thay đổi chế độ làm việc của hệ thống thì nhất thiết phải xây dựng lại biểu đồ điện áp phù hợp.

Ngoài phương pháp điều chỉnh nấc máy biến áp người ta còn sử dụng các phương tiện khác như máy biến áp bù trợ, bù công suất phản kháng bằng tụ bù tĩnh và tụ bù dọc, dùng các cuộn kháng điện để ổn định điện áp vv.

5.4. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 5.1: Một lò cảm ứng có phụ tải phản kháng $Q = 680 \text{ kVar}$, hãy so sánh độ dao động điện áp khi đóng cắt phụ tải trong 2 trường hợp:

- nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất $S = 4 \text{ MVA}$;
- nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất $S = 6,3 \text{ MVA}$;

Giải: Trước hết xác định hệ số tỷ lệ công suất trong 2 trường hợp:

$$k_{Q1} = \frac{Q}{S_{BA1}} = \frac{0,68}{4} = 0,17;$$

$$k_{Q2} = \frac{Q}{S_{BA2}} = \frac{0,68}{6,3} = 0,108;$$

Biên độ dao động điện áp trong các trường hợp:

$$v_1 = \frac{k_{Q1}}{1 - k_{Q1}} = \frac{0,17}{1 - 0,17} 100 = 20,48\%$$

$$v_2 = \frac{k_{Q2}}{1 - k_{Q2}} = \frac{0,108}{1 - 0,108} 100 = 12,1\%$$

Nhận xét: Trong trường hợp lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất lớn độ ổn định điện áp cao hơn

Ví dụ 5.2: Hệ thống điện có 5 tổ máy phát, trong đó 3 tổ máy có công suất $P_F = 150 \text{ MW}$ với độ dốc $k_F = 16$; Các tổ còn lại có $P_F = 200 \text{ MW}$ với $k_F = 17,2$. Phụ tải của hệ thống là $P_{pt} = 650 \text{ MW}$ 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:

$$k_{Ftb} = \frac{\sum P_F k}{\sum P_F} = \frac{3.150.16 + 2.200.15,2}{3.150 + 2.200} = 15,62 ;$$

Giá trị tần số giảm so với định mức:

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

Lượng phụ tải tăng:

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

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 $P_{pt} = 1450 \text{ MW}$ 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:

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} k_{pt}} = \frac{50.75}{1450 \cdot 1,5} = -1,724 \text{ Hz};$$

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 :

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{df} k_F + k_{pt})} = - \frac{50.75}{1450 \cdot (1,24 \cdot 1,8 + 1,5)} = -0,109 \text{ Hz};$$

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

$$k_{Ftb} = 0,7 \cdot k_F = 0,7 \cdot 1,8 = 1,26;$$

Độ lệch tần số:

$$\Delta f = - \frac{50.75}{1450 \cdot (1,24 \cdot 1,26 + 1,5)} = -0,151 \text{ Hz}.$$

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 $P_{pt} = 650 \text{ MW}$ 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:

$$k_{df} = - \frac{f_n \Delta P}{\Delta f \cdot P_{pt} \cdot k_F} - \frac{k_{pt}}{k_{Fib}}$$

Xác định độ dốc trung bình:

$$k_{Fib} = \frac{\sum P_F k_F}{\sum P_F} = \frac{2.200.16 + 2.150.19 + 2.100.18}{2(200 + 150 + 100)} = 17,44$$

Vậy hệ số dự phòng:

$$k_{df} = \frac{50.80}{0,2.650.17,44} - \frac{1,5}{17,44} = 1,678;$$

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:

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

Ví dụ 5.5. Một nhà máy điện gồm 3 nhóm máy phát với 8 tổ máy, các thông số (công suất định mức, số lượng và hệ số độ dốc của đặc tính) máy phát cho trong bảng sau: .

Máy phát	P_{nF} , MW	Số lượng	k_F
I	200	3	19
II	150	3	17.5
III	100	2	17

Phụ tải của hệ thống là 850 MW, đột nhiên tăng thêm 90 MW. Hãy xác định độ lệch tần số của hệ thống khi:

- không có điều tốc;
- có điều chỉnh tần số với sự tham gia của tất cả các máy phát;
- chỉ có nhóm I và nhóm II tham gia điều tần.

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

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} k_{pt}} = \frac{50.90}{850.1,5} = -3,53 \text{ Hz};$$

b, Khi có điều tốc:

Tổng công suất phát của hệ thống:

$$P_F = 3.200 + 3.150 + 2.100 = 1250 \text{ MW}$$

Hệ số dự phòng:

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}} = \frac{1250}{850} = 1,47;$$

Hệ số độ dốc trung bình của nhà máy điện:

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_f k_F}{\sum P_F} = \frac{3.200.19 + 3.150.18 + 2.100.17}{3(200 + 150) + 2.100} = 18,14$$

Độ lệch tần số :

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{df} k_F + k_{pt})} = - \frac{50.90}{850.(1,47.18,14 + 1,5)} = -0,188 \text{ Hz};$$

c, Khi chỉ có nhóm máy phát I và II tham gia điều tốc thì hệ số độ dốc sẽ là:

$$k_{F.c} = \frac{\sum P_f k_F}{\sum P_f} = \frac{3.200.19 + 3.150.18}{3(200 + 150) + 2.100} = 15,42$$

Độ lệch tần số:

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt} (k_{df} k_F + k_{pt})} = - \frac{50.90}{850.(1,47.15,42 + 1,5)} = -0,22 \text{ Hz};$$

Bài tập tự giải

1. Một thiết bị có phụ tải phản kháng $Q = 316 \text{ kVar}$, hãy so sánh độ dao động điện áp khi đóng cắt phụ tải trong 2 trường hợp:

c) nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất $S = 1,6 \text{ MVA}$;

d) nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất $S = 2,5 \text{ MVA}$.

2. Hệ thống điện có 6 tổ máy phát, trong đó 3 tổ máy có 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 7 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:

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

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

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

** 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 ΔP bằng:

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

*** 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 loại 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 kiện tượng thiên nhiên như hạn hán, bão lụt, sấm sét vv. 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 (ĐTCCCD) 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 ĐTCCCD 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 2 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 2 quan điểm. Sau đây chúng ta làm quen với một số khái niệm, định nghĩa thường gặp.

Độ tin cậy là xác suất để hệ thống (hoặc phần tử) hoàn thành đầy đủ nhiệm vụ yêu cầu trong khoảng thời gian nhất định và trong điều kiện vận hành nhất định. Mức đo độ tin cậy là xác suất hoàn thành một nhiệm vụ trong khoảng thời gian xác định. Xác suất này

được gọi là độ tin cậy của hệ thống (hay phần tử). Xác suất là đại lượng thống kê, do đó độ tin cậy là khái niệm có tính thống kê từ kinh nghiệm làm việc trong quá khứ của hệ thống (hay phần tử).

Đối với hệ thống phục hồi như hệ thống điện và các phần tử của nó, khái niệm khoảng thời gian xác định không có ý nghĩa bắt buộc, bởi vì hệ thống làm việc liên tục. Do đó độ tin cậy được đo bởi một đại lượng thích hợp hơn, đó là độ sẵn sàng.

Độ sẵn sàng là xác suất để hệ thống hoàn thành, hoặc sẵn sàng hoàn thành nhiệm vụ trong thời điểm bất kỳ. Độ sẵn sàng cũng là xác suất để hệ thống ở trạng thái làm việc tốt trong thời điểm bất kỳ và được tính bằng tỷ số giữa thời gian hệ thống ở trạng thái làm việc tốt và tổng thời gian làm việc. Ngược lại với độ sẵn sàng là độ không sẵn sàng đó là xác suất để hệ thống ở trạng thái hỏng hoặc không thể làm việc (sửa chữa).

Đối với hệ thống điện, độ sẵn sàng (cũng được gọi chung là độ tin cậy) hoặc độ không sẵn sàng chưa đủ để đánh giá độ tin cậy trong các bài toán cụ thể, do đó phải sử dụng thêm nhiều chỉ tiêu khác cũng có tính xác suất dưới đây:

- Xác suất thiếu điện cho phụ tải, đó là xác suất công suất phụ tải lớn hơn khả năng đáp ứng của lưới điện.

- Xác suất thiếu điện trong thời gian phụ tải cực đại.

- Điện năng thiếu (hay điện năng không đáp ứng đủ) cho phụ tải, đó là kỳ vọng điện năng phụ tải bị thiếu hụt do hỏng hóc, khả năng đáp ứng không đủ của hệ thống trong một năm.

- Thiệt hại về kinh tế tính bằng tiền do mất hoặc thiếu điện.

- Thời gian mất điện trung bình cho một nút phụ tải trong một năm.

- Số lần mất điện trung bình cho một nút phụ tải trong một năm.

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 vv. 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 vv.

Có 2 khái niệm về thiệt hại kinh tế do mất điện:

a. Thiệt hại kinh tế cho các cơ sở sản xuất, kinh doanh cụ thể. Đó là thiệt hại kinh tế mà các cơ sở này phải chịu khi mất điện đột ngột hay theo kế hoạch. Khi mất điện đột ngột, sản phẩm sẽ bị hỏng, sản xuất bị ngừng trệ gây ra thiệt hại kinh tế. Thiệt hại này có thể phụ thuộc số lần bị mất điện, điện năng bị mất hoặc đồng thời cả hai. Khi mất điện theo kế hoạch, thiệt hại này sẽ nhỏ hơn do cơ sở sản xuất được chuẩn bị. Các thiệt hại kinh tế này được tính toán cho từng loại xí nghiệp hoặc cơ sở kinh doanh cụ thể để phục vụ việc thiết kế cung cấp điện cho các cơ sở này.

b. Thiệt hại kinh tế nhìn từ quan điểm hệ thống điện. Thiệt hại này được tính toán từ các thiệt hại thật ở phụ tải và theo các quan điểm của hệ thống điện. Nó nhằm phục vụ công việc thiết kế, quy hoạch hệ thống điện sao cho đáp ứng được các nhu cầu của phụ tải, đồng thời đảm bảo hiệu quả kinh tế của hệ thống điện. Thiệt hại này được tính cho lưới phân phối, lưới truyền tải và nguồn điện một cách riêng biệt. Nó cũng được tính cho từng loại phụ tải cho một lần mất điện, cho 1 kW hoặc 1 kWh thiệt hại và cũng được tính theo độ dài thời gian mất điện.

Để có thể đánh giá thiệt hại do gián đoạn cung cấp điện dễ dàng người ta phân phụ tải thành 5 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 hồi 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. Trạng thái và hồng học của hệ thống điện

Trạng thái hệ thống điện là tổ hợp các trạng thái của tất cả các phần tử tạo thành nó. Nói cách khác, mỗi trạng thái của hệ thống điện là sự xảy ra đồng thời các trạng thái nào đó của các phần tử. Do đó xác suất trạng thái của hệ thống điện chính là tích của các xác suất trạng thái của các phần tử với giả thuyết rằng các phần tử trong hệ thống điện làm việc độc lập với nhau. Đối với hệ thống điện, giả thuyết này là đúng với hầu hết các phần tử và do đó được áp dụng với hầu hết các bài toán độ tin cậy. Các trạng thái của hệ thống điện được phân chia theo tiêu chuẩn hồng học trong hệ thống điện, tiêu chuẩn này được lựa chọn khi nghiên cứu độ tin cậy và phụ thuộc vào mục đích bài toán cụ thể.

Số các trạng thái của hệ thống điện rất lớn (bằng 2^n) trạng thái với: n là số phần tử, mỗi phần tử chỉ tính với 2 trạng thái.

Các trạng thái của hệ thống điện cũng được đặc trưng bởi:

- Thời gian trung bình hệ thống ở trạng thái đó, gọi là thời gian trạng thái T_i ;
- Tần suất trạng thái f_i , là số lần hệ thống rơi vào trạng thái i trong một đơn vị thời gian;
- Xác suất trạng thái P_i , là xác suất hệ thống ở trạng thái i , đó chính là thời gian tương đối hệ thống ở trạng thái i .

Các trạng thái của hệ thống điện được chia thành 2 tập:

- Tập trạng thái tốt là tập hợp các trạng thái đảm bảo hệ thống làm việc bình thường;
- Tập trạng thái hồng trong đó hệ thống bị hồng theo tiêu chuẩn đã chọn.

Trên hình 6.1 thể hiện mối quan hệ giữa các trạng thái hồng của 2 phần tử chính của hệ thống điện là máy phát và đường dây (bao gồm cả máy biến áp) với các trạng thái hồng của hệ thống điện.

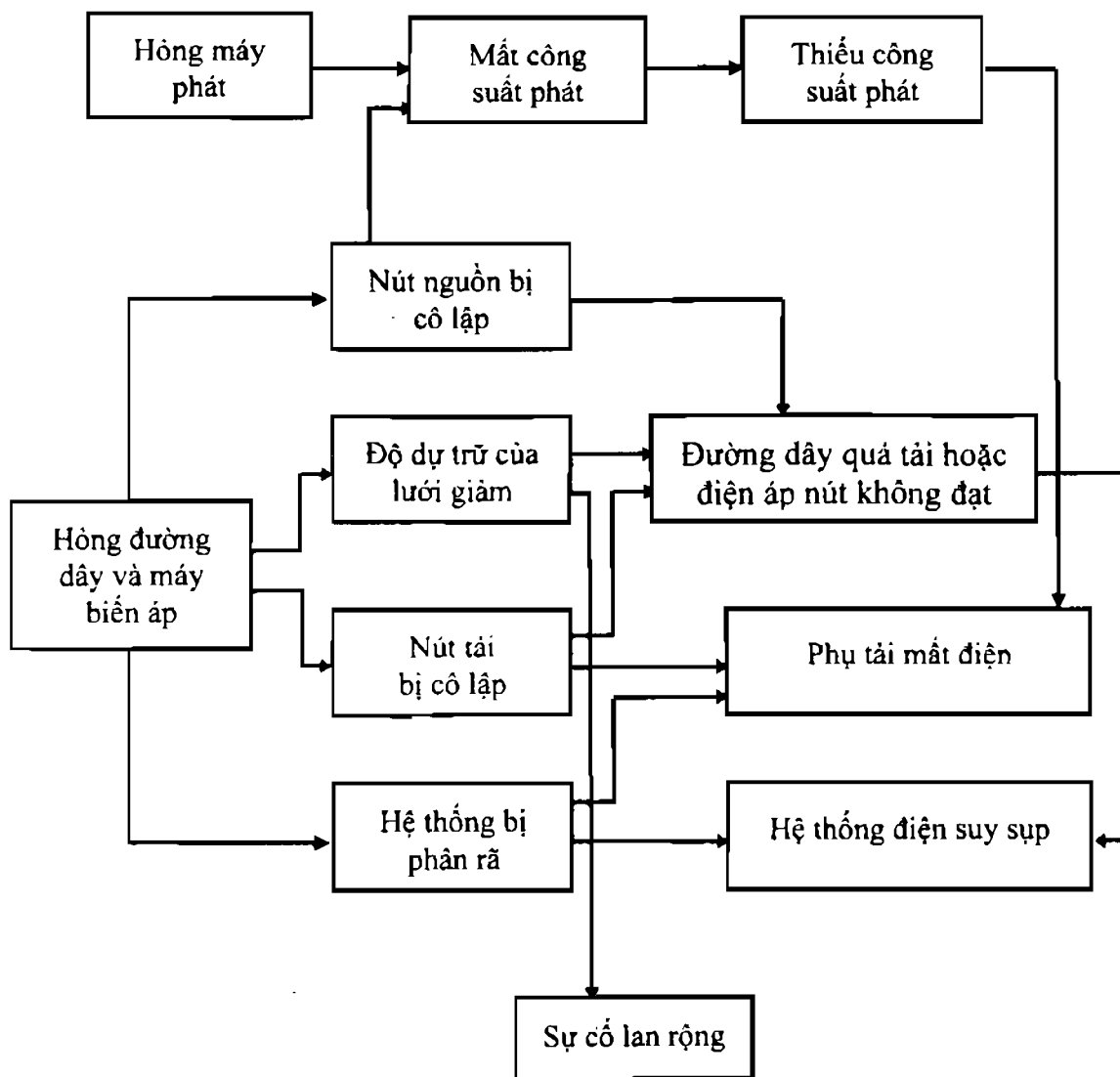
Như biểu thị trên sơ đồ 6.1, các trạng thái hồng của hệ thống điện, tức là các trạng thái không hoàn thành nhiệm vụ bao gồm:

- Phụ tải bị mất điện.
- Hệ thống điện bị sụp đổ, mất điện một phần hoặc toàn bộ hệ thống.

Các nguyên nhân trực tiếp khiến phụ tải phải mất điện là:

- Thiếu công suất phát.
- Nút tải bị cô lập do sự cố đường dây cấp điện trực tiếp đến.
- Đường dây bị quá tải hoặc điện áp nút không đạt yêu cầu.
- Hệ thống điện bị phân rã.

Trạng thái hồng của máy phát và đường dây có gây ra hồng hệ thống điện hay không còn tùy thuộc vào cấu trúc hệ thống điện: độ dư thừa công suất phát, độ dư thừa khả năng tải của lưới điện và chính sơ đồ quan hệ trạng thái này cho thấy cần phải tác động thế nào để tăng độ tin cậy của hệ thống điện.



Hình 6.1. Trạng thái và hồng học của hệ thống điện.

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

6.3.1. 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 vv;
- 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 phút 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.

6.3.2. 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 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 vv.

6.4. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa

6.4.1. 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:

- a. 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.

- 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.*

6.4.2. 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 rơle tác động nhanh. Giảm tải tự động hạn chế trị số điện áp vận hành tối thiểu vv. 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÷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.

6.5. Xác định xác suất thiếu hụt công suất

6.5.1. 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:

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

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 :

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

Xét nhà máy điện có n tổ máy, giả thiết là các tổ máy làm việc độc lập với nhau, mỗi tổ máy có 2 trạng thái: làm việc và hỏng hóc. Số trạng thái có thể của nhà máy sẽ là:

$$M=2^n \quad (6.3)$$

- 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 n_2 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 số tổ máy bị sự cố.

$$P_{F\sum i} = \sum_{i=1}^n P_{kFi} - \sum_{j=1}^{n_2} P_{Fj}; \quad (6.4)$$

$$(i = 1, 2, \dots, n \text{ và } j = 1, 2, \dots, n_2)$$

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:

$$P_{i(G)} = \prod_{k=1}^{n_1} p_k \prod_{j=1}^{n_2} q_j \quad (6.5)$$

k - chỉ số của các tổ máy làm việc tốt;

j - chỉ số của các tổ máy bị sự cố.

Đối với một nhóm gồm n tổ máy cùng loại với xác suất sự cố của mỗi tổ máy là q_1 , xác suất có n_2 tổ máy bị sự cố được xác định theo biểu thức Becnuli:

$$p_n^{n_2} = C_n^{n_2} \cdot p_1^{n-n_2} \cdot q_1^{n_2}; \quad (6.6)$$

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

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

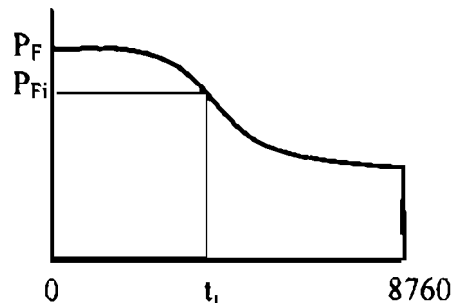
Xác suất trạng thái cũng chính là xác suất giảm công suất vì sự cố. X (chú ý phân biệt hai ký hiệu p (viết thường) là ký hiệu xác suất, còn P (viết in) là ký hiệu công suất tác dụng). Công suất giảm vì sự cố bằng tổng công suất của các máy phát bị hư hỏng:

$$P_G = \sum_{i=1}^{n_1} P_{Fi} \quad (6.7)$$

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

6.5.2. 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 $p_{(P_f < P_m)}$ 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 nhà máy điện 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_1 tính từ gốc tọa độ đến điểm có phụ tải bằng P_{Fi} chính là thời gian mà phụ tải đỉnh P_m lớn hơn công suất phát.

Như vậy xác suất: $p_{(P_f < P_m)} = \frac{t_1}{T}; \quad (6.8)$

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 :

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

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.

6.6. Các giải pháp nâng cao độ tin cậy

6.6.1. Phân loại các giải pháp

1. Các giải pháp tổ chức - kỹ thuật

Phương pháp tổ chức - kỹ thuật không cần sử dụng nhiều vốn đầu tư, thiết bị nên thường mang lại hiệu quả cao, trong số các giải pháp này gồm:

- Dự trữ thiết bị và vật liệu.
- Nâng cao yêu cầu đối với nhân viên vận hành và đối với thiết bị.
- Xây dựng chế độ vận hành hợp lý, thiết lập quy trình vận hành thiết bị.
- Tổ chức hợp lý việc tìm kiếm và loại trừ sự cố.
- Tổ chức hợp lý việc đại tu sửa chữa định kỳ.
- Tổ chức sửa chữa dưới điện áp (sửa chữa khi có điện) đảm bảo về kỹ thuật và an toàn.

2. Các giải pháp kỹ thuật

Các phương pháp kỹ thuật đòi hỏi trang thiết bị và vốn đầu tư, mỗi phương pháp mang lại hiệu quả kinh tế khác nhau. Các phương pháp thường được áp dụng rộng rãi là:

- Hoàn thiện bảo vệ rơle, sử dụng các loại rơle và phương thức bảo vệ tiên tiến nhất.
- Hoàn thiện cơ cấu tự động đóng lặp lại. Đây là biện pháp nâng cao độ tin cậy rất quan trọng mang lại hiệu quả lớn.
- Giảm bán kính lưới phân phối.
- Dự phòng đường dây.

- Dự phòng công suất.
- Phân đoạn đường dây.
- Nâng cao độ tin cậy của các phần tử riêng.

Trong khuôn khổ của chương trình chúng ta chỉ xét một số giải pháp quan trọng nhất.

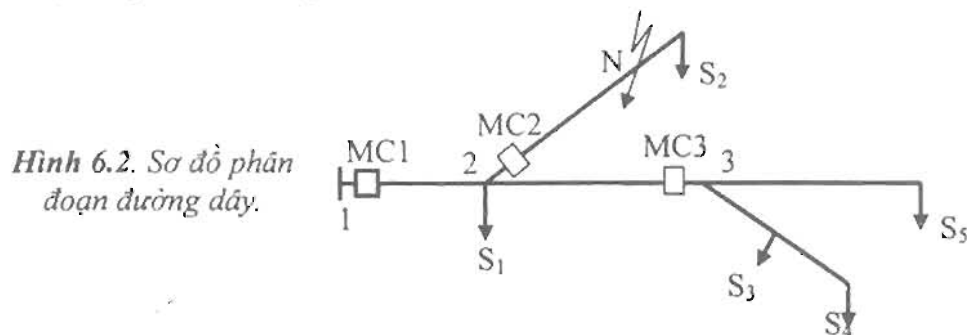
6.6.2. Phân đoạn đường dây

1). Vai trò của phân đoạn đường dây

Phân đoạn đường dây đóng vai trò quan trọng trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Xét mạng điện hình tia (hình 6.2), khi có ngắn mạch tại điểm N, nếu chưa có cơ cấu phân đoạn MC2 thì máy cắt MC1 sẽ tác động, làm toàn bộ lưới bị mất điện. Nếu đặt cơ cấu phân đoạn MC2 tại điểm 2 thì khi đó chỉ có phụ tải S_2 bị mất điện, còn các phụ tải khác vẫn bình yên vô sự. Như vậy việc phân đoạn đường dây cho phép giảm thiệt hại do mất điện. Hơn thế nữa, việc phân đoạn đường dây sẽ giúp cho việc xác định điểm xảy ra sự cố dễ dàng hơn, có nghĩa là giảm được thời gian mất điện của chính các hộ phụ tải bị cắt.

Trong thực tế thường có hai loại cơ cấu phân đoạn đường dây được sử dụng:

- Phân đoạn đường dây bán tự động được thực hiện bởi cơ cấu dao cách ly, cầu chì và các thiết bị thao tác bằng tay khác đặt trên các nhánh rẽ. Khi có sự cố trên đoạn dây, cơ cấu phân đoạn sẽ tự động tách đoạn dây này ra khỏi mạng điện chính, đảm bảo cho các hộ dùng điện khác không bị ảnh hưởng và giúp cho việc xác định sự cố ngắn mạch nổi bật được tiến hành dễ dàng. Sau khi đã khắc phục sự cố, mạng điện lại được đóng vào nguồn bằng tay. Cơ cấu này cũng được sử dụng để cắt điện khi sửa chữa định kỳ và kiểm tra thiết bị.



- Phân đoạn đường dây bằng cơ cấu tự động thường được thực hiện bằng các máy cắt, có thể tự động đóng cắt hoặc điều khiển từ xa. Khi mạng điện có sự cố cơ cấu phân đoạn sẽ tự động tách đoạn sự cố ra khỏi mạng điện đảm bảo cung cấp điện liên tục cho các hộ dùng điện ở các nhánh dây không có sự cố. Việc đặt cơ cấu phân đoạn sẽ phải làm tăng chi phí của lưới điện, vì vậy cần phải lựa chọn giải pháp trên cơ sở tính toán kinh tế - kỹ thuật.

Gần đây các nhà sản xuất đã tung ra thị trường một thiết bị tự động phân vùng sự cố cho phép thực hiện phân đoạn đường dây một cách hiệu quả.

2). Hệ thống tự động hoá phân vùng sự cố

Hệ thống tự động hoá lưới điện phân phối *DAS (distribution automation system)* có các chức năng điều khiển và giám sát từ xa các dao cách ly phân đoạn tự động (Sectionalizer), phối hợp giữa các điểm phân đoạn trên lưới phân phối, nhờ đó thực hiện cô lập nhanh được phân đoạn sự cố và khôi phục việc cung cấp điện cho phần còn lại của hệ thống. Hệ thống DAS được triển khai qua ba giai đoạn:

- *Giai đoạn 1:* Việc tự động hoá lưới phân phối thực hiện bởi role phát hiện sự cố FDR (Fault Detecting Relay) và các dao phân đoạn tự động lắp đặt trên các phân đoạn xuất tuyến phân phối, kết hợp cùng các chức năng tự đóng lặp lại, trang bị tại máy cắt xuất tuyến.

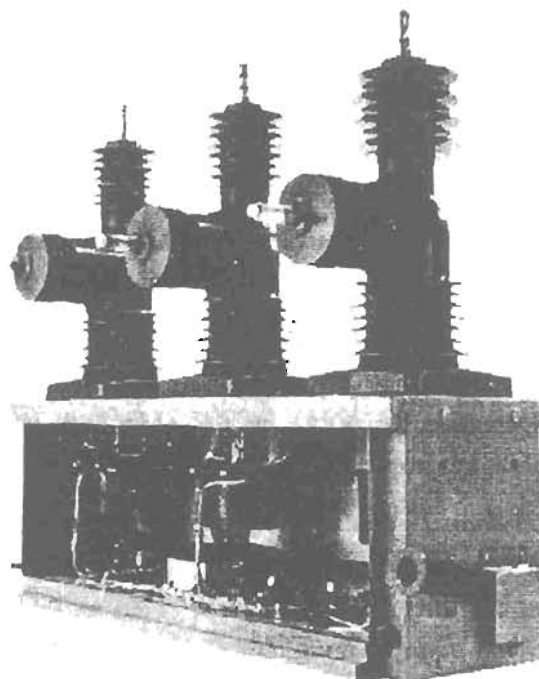
- *Giai đoạn 2:* Việc tự động hoá lưới phân phối kèm theo các chức năng giám sát và điều khiển từ xa các dao cách ly phân đoạn tự động, các chức năng điều khiển giám sát xa thực hiện nhờ các thiết bị đầu cuối điều khiển xa RTU (Remote Terminal Unit) lắp tại các dao cách ly phân đoạn tự động. các thiết bị chủ điều khiển lắp đặt tại các trung tâm điều khiển và các hệ thống thông tin.

- *Giai đoạn 3:* Việc tự động hoá lưới phân phối được vận hành tự động bằng máy tính (Computer - based Distribution Automation System).

Hệ thống DAS chủ yếu sử dụng các máy cắt (CB) hoặc thiết bị tự động đóng lặp lại (Recloser) kết hợp với dao cách ly phân đoạn (Sectionalizer).

3) Thiết bị đóng lại Recloser

Recloser là thiết bị tự điều khiển dùng để cắt, đóng lại tự động một mạch điện xoay chiều (hình 6.3), với một chu trình mở, đóng lại định trước, cùng với các chức năng khôi phục, giữ trạng thái đóng hay cắt hẳn. Về nguyên lý hoạt động, Recloser là một thiết bị tự điều khiển với các mạch chức năng cần thiết để phản ứng khi có quá dòng điện, định thời gian và cắt các sự cố quá dòng điện, sau đó tự động đóng để cấp điện trở lại. Nếu sự cố duy trì, Recloser sẽ cắt hẳn, sau một số lần thao tác đóng mở cài đặt trước để cách ly phần tử bị sự cố ra khỏi hệ thống. Recloser có thể xem như một thiết bị tự điều khiển hoàn chỉnh gồm hai khối chức năng chính là: *Khối đóng cắt và khối điều khiển*.

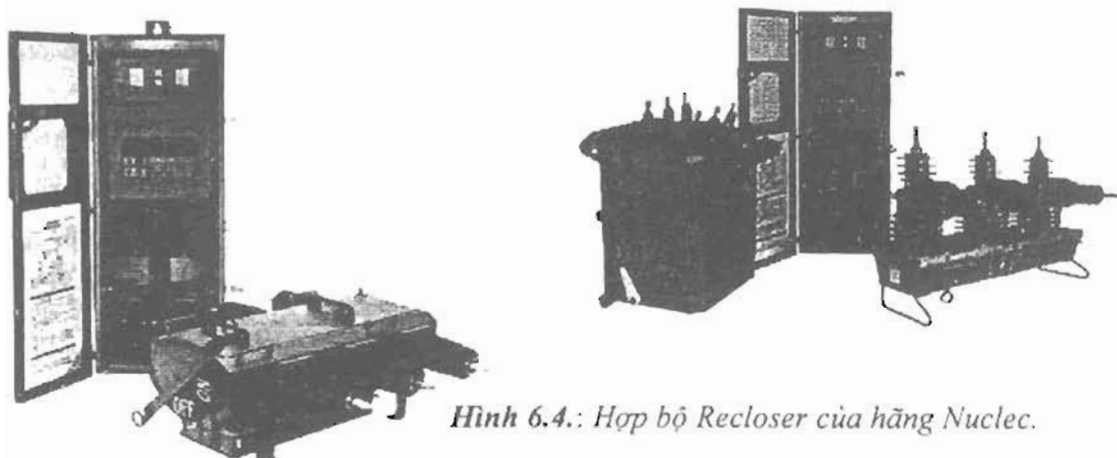


Hình 6.3: Thiết bị Recloser 3 pha OVR 15 – 38 kV.

*** Khối đóng cắt:**

Khối đóng cắt là bộ phận động lực dùng để đóng cắt mạch điện trong vận hành bình thường và cắt dòng ngắn mạch khi sự cố. Khối này bao gồm các buồng cắt chân không đặt trong môi trường cách điện bằng dầu, hoặc bằng khí SF₆ và được bọc ngoài bằng cách điện rắn. Nó có một cơ cấu truyền động để thực hiện các thao tác đóng cắt. Với việc sử dụng buồng cắt chân không và các vật liệu cách điện ngoài có đặc tính cách điện ưu việt, Recloser có tính năng đóng cắt cao, có kích thước nhỏ gọn, thuận tiện cho lắp đặt và có tuổi thọ vận hành cao.

Cơ cấu truyền động thường là loại điện từ gồm các cuộn dây nam châm điện đóng cắt, phối hợp với cơ cấu lò xo đóng cắt và các chốt cố định vị trí đóng cắt. Các Recloser thế hệ mới thường sử dụng cơ cấu truyền động bằng nam châm hai trạng thái ổn định (bi-stable magnetic actuator) sử dụng nam châm loại từ tính cao. Cơ cấu truyền động này có thời gian đóng cắt nhanh và tiêu hao năng lượng thấp. Các bộ biến dòng, biến điện áp được lắp trên khối đóng cắt, cảm nhận và đưa tín hiệu dòng, áp về khối điều khiển xử lý qua cáp điều khiển. Sơ đồ hợp bộ Recloser được thể hiện trên hình 6.4.



Hình 6.4.: Hộp bộ Recloser của hãng Nuclec.

** Khối điều khiển và bảo vệ:*

Khối điều khiển và bảo vệ là bộ phận quyết định tính năng bảo vệ, đo lường, điều khiển, tự đóng lại v.v..., được đặt trong một tủ điều khiển. Với nhiều module chức năng bổ sung, tủ điều khiển có thể lưu giữ, truy xuất số liệu, ghép nối với các hệ thống tự động lưới điện phân phối (DAS). Các chức năng này phụ thuộc vào mức độ xử lý của tủ điều khiển.

Tủ điều khiển, bảo vệ hiện nay thường sử dụng loại điện tử, vì xử lý có tính linh hoạt và độ chính xác cao, dễ điều chỉnh, kiểm tra, giao diện thân thiện với người sử dụng. Việc cài đặt các chế độ làm việc cho tủ dễ dàng thực hiện từ các phím bấm trên bảng mặt trước tại tủ, hay có thể cài đặt bằng các máy tính cá nhân sử dụng các phần mềm cài đặt kết nối qua các cổng dữ liệu RS232...

Tủ điều khiển còn gắn các bộ mạch vào /ra để tăng cường các chức năng vận hành như giám sát, điều khiển từ xa. Trên bảng mặt trước của tủ điều khiển được lắp đặt các đèn LED chỉ thị trạng thái hoạt động của tủ điều khiển, cũng như các chức năng bảo vệ, điều khiển, giám sát... đang được kích hoạt.

** Bộ phận phụ trợ.*

Tùy thuộc vào từng nhà sản xuất, các hộp bộ Recloser còn bao gồm các biến áp cấp nguồn ngoài, cáp điều khiển, cáp đấu nối giao diện với máy tính, các phần mềm cài đặt, truy xuất số liệu...

Một số hộp bộ Recloser có đi kèm các biến áp tự dòng để cấp nguồn cho các bo mạch điều khiển, nạp cho các ắc quy để thực hiện chức năng đóng cắt. Trong lắp đặt, vận hành cần đặt nấc phân áp của máy biến áp tự dòng phù hợp với điện áp lưới điện để đảm bảo điện áp

phía thứ cấp phù hợp với yêu cầu cấp điện cho các bo mạch, cho các bộ nạp ắc quy của tủ. Khi điện áp cấp cho tủ quá thấp sẽ ảnh hưởng xấu đến chế độ làm việc của các bo mạch điều khiển. ắc quy không được nạp đủ có thể bị chai. điện áp cấp cho các cuộn dây đóng không đủ làm cho Recloser đóng không thành công và phải đóng lại nhiều lần, nguy hiểm cho cuộn dây đóng. Điện áp cấp nguồn quá cao sẽ gây nguy hiểm cho vận hành của tủ điều khiển.

Recloser có thể được sử dụng ở bất cứ vị trí nào trong hệ thống, miễn là các giá trị định mức của Recloser thích hợp với những yêu cầu của mạng điện. Các vị trí lắp đặt thích hợp của Recloser thường là:

- Lắp trong một trạm phân phối như một thiết bị bảo vệ đầu nguồn.
- Lắp đặt trên đường dây, cách trạm một khoảng cách nào đó để phân đoạn những đường dây cung cấp có chiều dài lớn, ngăn chặn được tình trạng mất điện toàn bộ khi có một sự cố kéo dài ở phần cuối của đường dây.
- Lắp đặt trên những nhánh rẽ của đường dây chính nhằm bảo vệ đường dây chính khỏi bị mất điện khi có sự cố trên những nhánh rẽ này.

Lưu ý khi lắp Recloser ở những đường dây có hai nguồn cung cấp phải trang bị role kiểm tra đồng bộ (RKĐ) để loại trừ khả năng hoà điện phi đồng bộ giữa hai hệ thống. Recloser có thể cài đặt số lần cắt đi đến cắt hẳn là 4 lần theo chu trình như sau: Mờ – t_1 - đóng /mở – t_2 - đóng /mở – t_3 - đóng /mở. Các khoảng thời gian đóng lại t_1 , t_2 , t_3 có thể điều chỉnh độc lập với các dải điều chỉnh được cho như sau:

Bảng 6.1: Dải thời gian chỉnh định của các loại Recloser

Nhà sản xuất	t_1	t_2	t_3
Cooper	0,5 – 45s	1,8 – 45s	1,8 – 45s
Nulec	0,5 – 180s	2 – 180s	2 – 180s
Whipp & Bourne	0,25 – 180s	0,25 – 180s	0,25 – 180s
ShinSung/SEL	0 – 180s	0 – 180s	0 – 180s

6.6.3. Dự phòng công suất

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

thông, 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 loạt 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 phòng 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 phòng nóng thường tốn kém hơn dự phòng 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 phòng 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 phòng 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 phòng 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.

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

R_{Σ} - Tổng dự phòng 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 quả 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 tải của thiết bị và sơ đồ lưới điện.

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

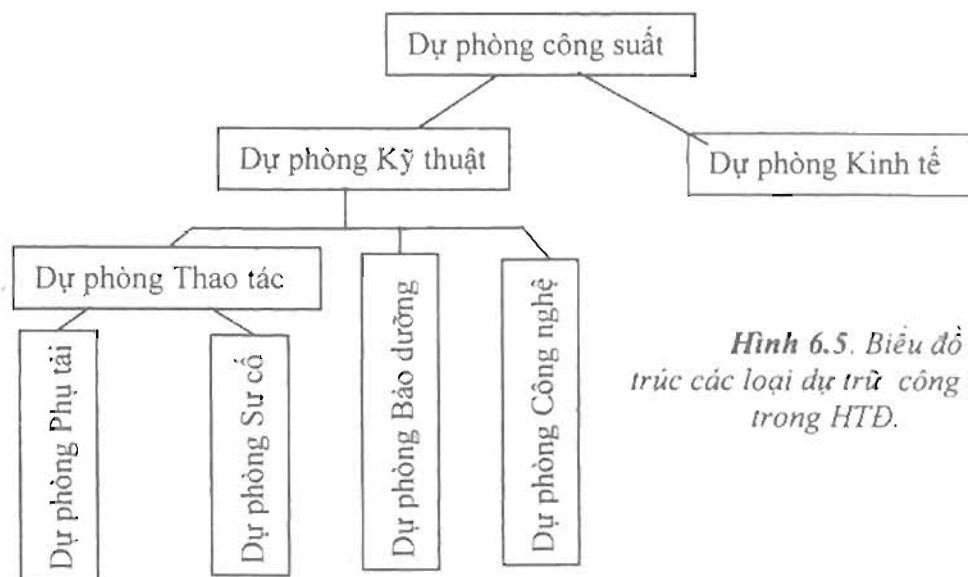
Các loại dự phòng công suất trong hệ thống điện được thể hiện trên sơ đồ hình 6.5.

Công suất dự phòng vận hành gồm 2 phần: dự phòng nóng và dự phòng lạnh: dự phòng nóng còn gọi là dự phòng quay là dự phòng 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 phòng của hệ thống điện gồm các loại:

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

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



Hình 6.5. Biểu đồ cấu trúc các loại dự trữ công suất trong HTĐ.

Nhìn chung R_{pt} có giá trị dao động trong khoảng từ $(1 \div 4\%) P_M$, là dự phòng thao tác, tức là dự phòng thao tác chiếm khoảng $5 \div 12\%$ phụ tải cực đại.

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

2). *Dự phòng 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 $4 \div 8\%$ phụ tải cực đại. Tổng của hai loại dự phòng trên gọi.

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 phòng kỹ thuật.

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

2. Xác định công suất dự phòng bảo dưỡng

Dự phòng bảo dưỡng thường xuyên $R_{bđn}$ 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 phòng bảo dưỡng chiếm 5 ÷ 5,5%

500 ÷ 1200 MW khoảng 6 ÷ 7%

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

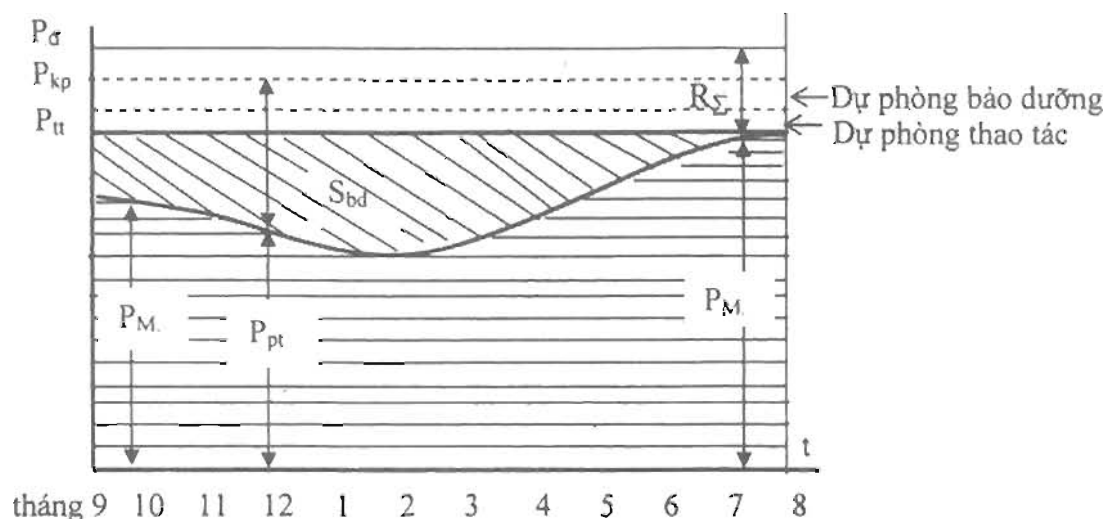
$$R_{dt} = \frac{\sum P_{Fi} t_{bdi} - S_h \cdot k}{T_{dt}}, \text{ MW} \quad (6.14)$$

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 hệt của đồ thị phụ tải cực đại tháng so với cực đại năm, (MW.ngày) (hình 6.6).



Hình 6.6. Biểu đồ công suất dự phòng trong hệ thống điện.

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 đô thị phụ tải.

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

N_{thi} - Số ngày trong tháng thứ i ;

k - Hệ số sử dụng diện tích, thường lấy khoảng 0,85 – 0,9;

t_{bd} - 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 6.2) sau:

Bảng 6.2. Thời gian đại tu các tổ máy phát phụ thuộc vào công suất của máy

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

6.7. 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 4 trạng thái sau:

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

Xét trạng thái 1: Xác suất trạng thái 1 là $p_{n1} = p_1 p_2 = 0,99.0,98 = 0,97$ công suất giảm bằng không;

Ở trạng thái 2: Xác suất trạng thái 2 là $p_{n2} = q_1 p_2 = 0,01.0,98 = 0,0098$ 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 6.3.

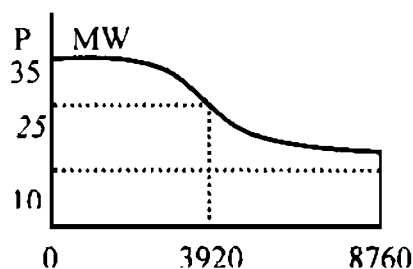
Bảng 6.3 Xác suất trạng thái của nhà máy điện

Trạng thái	Công suất phát, MW	Công suất giảm	Xác suất trạng thái
1	10+25=35	0	$0,99.0,98 = 0,97$
2	0+25=25	10	$0,01.0,98 = 0,0098$
3	10+0=10	25	$0,99.0,02 = 0,0198$
4	0+0=0	10+25=35	$0,01.0,02 = 0,0002$

Ví dụ 6.2: Với số liệu như bài 1, biết thêm đồ thị phụ tải hình 6.7. 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 $p_{i(P_F < P_M)}$ theo biểu thức (6.8), từ đó xác định xác suất thiếu hụt công suất theo biểu thức (6.9): $p_{th} = p_{i(P_F < P_M)} \cdot p_{Gi}$, kết quả ghi trong bảng 6.4.

Hình 6.7. Đồ thị phụ tải ví dụ 6.2.



Bảng 6.4. Xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy điện

Trạng thái	P_F , MW	p_{Gi}	t_i , h	$p_{i(P_F < P_M)}$	$p_{thi} = p_{i(P_F < P_M)} \cdot p_{Gi}$
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
					$J_{th}^b = 0,0244$

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 3 tổ máy phát công suất và xác suất hỏng hóc cho trong bảng 6.5, với biểu đồ phụ tải tương ứng cho trong bảng 6.6; Hãy xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn, công suất và điện năng thiếu hụt trong năm.

Bảng 6.5. Số liệu về các tổ máy phát điện

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

Bảng 6.6. Biểu đồ phụ tải của nhà máy điện

P, MW	450	350	300	250	200	≤ 150
t, h	0	3127	4380	6685	7760	8760
t, %	0	35,70	50,00	76,31	88,58	100

Giải : Số lượng trạng thái $M = 2^3 = 8$, biểu thị trong bảng 6.7.

Trạng thái 1:

Tổng công suất phát ở trạng thái 1, khi cả 3 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

$$p_{G1} = p_{n1} = p_1 \cdot p_2 \cdot p_3 = 0,976 \cdot 0,98 \cdot 0,97 = 0,024;$$

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

$$P_1(p_1 < p_n) = \frac{t_1}{T} = \frac{0}{8760} = 0;$$

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:

$$p_{2<} = P_2(p_1 < p_n) = \frac{t_2}{T} = \frac{3127}{8760} = 0,357;$$

xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái 2:

$$P_{th2} = p_{2<} \cdot P_{G2} = 0,357 \cdot 0,024 = 0,0085;$$

Công suất thiếu hụt:

$$P_{th} = p_{th} \cdot P_G = 0,0085 \cdot 100 = 0,85 \text{ MW}$$

Tính toán tương tự cho các trạng thái khác, kết quả ghi trong bảng 6.7.

Bảng 6.7. Kết quả tính toán ví dụ 6.3

M	Tình trạng các tổ máy			P_F	P_G	p_G	t, h	$P_{i(P_F < P_{pr})}$	p_{th}	P_{th}, MW
1	1	1	1	450	0	0,923	0	0	0	0,0000
2	0	1	1	350	100	0,024	3127	0,357	0,0085	0,8483
3	1	0	1	300	150	0,02	4380	0,5	0,0095	1,4186
4	1	1	0	250	200	0,029	6685	0,786	0,0219	4,3750
5	0	0	1	200	250	0,0005	7760	0,886	0,0004	0,1074
6	0	1	0	150	300	0,0007	8760	1	0,0007	0,2205
7	1	0	0	100	350	0,0006	8760	1	0,0006	0,2048
8	0	0	0	0	450	0,000015	8760	1	0	0,0068
								Σ	0,04158	7,181

Ghi chú: 1- Máy ở tình trạng tốt; 0- máy bị sự cố.

$$\text{Năng lượng thiếu hụt } A_{th} = P_{th} \cdot T = 7,1814 \cdot 8760 = 62908,8 \text{ MWh.}$$

$$\text{Xác suất tích phân thiếu hụt } J_{th} = 0,0416.$$

Ví dụ 6.4: Xác định xác suất thiếu hụt công suất của một nhà máy nhiệt điện gồm 4 tổ máy biết công suất và xác suất sự cố của các tổ máy cho trong bảng 6.8.

Bảng 6.8 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 110MW).

Giải

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

Có 4 tổ máy phát nên ta có $M = 2^4 = 16$ trạng thái

Thiết lập bảng trạng thái của nhà máy

Bảng 6.9 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 6.9 quy ước trạng thái làm việc tốt ký hiệu số 1, và trạng thái sự cố hay sửa chữa ký hiệu số 0.

Bảng 6.10. Xác suất trạng thái của nhà máy nhiệt điện

Trạng thái	Công suất phát (MW)	Công suất giảm (MW)	Xác suất trạng thái, $p_{\pi} = p_G$
X_1	90+100+90+90	0	$0,947.0,86. 0,76.0,955 = 0,583$
X_2	90+100+90+0	90	$0,947.0,86. 0,76.0,045 = 0,0274$
X_3	90+100+0+90	90	$0,947.0,86. 0,26.0,955 = 0,194$
X_4	90+0+90+90	100	$0,947.0,14. 0,76.0,955 = 0,094$
X_5	0+100+90+90	90	$0,053.0,86. 0,76.0,955 = 0,032$
X_6	0+100+0+90	90 + 90	$0,053.0,86. 0,26.0,955 = 0,01$
X_7	90+0+0+90	100+ 90	$0,947.0,14. 0,26.0,955 = 0,032$
X_8	0+0+90+90	90 + 100	$0,053.0,14. 0,76.0,955 = 0,0053$
X_9	90+100+0+0	90 + 90	$0,947.0,86. 0,26.0,955 = 0,009$
X_{10}	0+90+0+90	100+ 90	$0,947.0,14.0,76.0,045 = 0,0045$
X_{11}	0+100+90+0	90 + 90	$0,053.0,86. 0,76.0,045 = 0,0015$
X_{12}	90+0+0+0	100+90+90	$0,947.0,14. 0,26.0,045 = 0,0015$
X_{13}	0+100+0+0	90+90 + 90	$0,053.0,86. 0,26.0,045 = 0,0005$
X_{14}	0+0+90+0	90+100+90	$0,053.0,14.0,76.0,045 = 0,00025$

X_{15}	0+0+0+90	90+100+90	$0,053.0,86.0,14.0,955 = 0,0018$
X_{16}	0+ 0+ 0+ 0	90+100+90+90	$0,053.0,14.0,26.0,045 \approx 0$
			$\Sigma = 1$

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 6.11.

Bảng 6.11. Xác suất thiếu hụt công suất

Trạng thái	P_F , MW	p_{Gi}	t_i h	$P_{i(P_F < P_{\text{ph}})}$	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
X_{15}	90	0,0018	8760	1	0,0018
X_{16}	0	0	8760	1	0
Tổng				$J_{\text{th}}^{\text{rb}} =$	0,198

Vậy xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy là $pV_h = 0,198$

Bài tập tự giải

1. Một nhà máy điện gồm 2 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	0	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 3 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
t, h	0	5660	6800	7500	8000	8760

3. Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy điện gồm 3 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

Biểu đồ phụ tải có dạng sau:

P, MW	185	135	125	110	75	≤ 60
t, h	0	4500	6050	7100	7650	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 vv;
- 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 phút 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 hủy 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:

$$P_1(P_F < P_{pt}) = \frac{t_1}{T};$$

Xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái i:

$$P_{thi} = P_1(P_F < P_{pt}) \cdot P_{Gi}$$

Các loại dự phòng công suất trong HTĐ

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

1. Dự phòng phụ tải để dự phòng sự tăng bất ngờ của phụ tải, dự phòng này có giá trị từ 1÷4% phụ tải lớn nhất.

2. Dự phòng 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 phòng bảo dưỡng là hiệu công suất khả phát của nguồn điện và công suất khả dụng ở thời điểm cực đại.

4. Dữ 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 phòng kinh tế là sự vượt trước của công suất nguồn so với độ tăng phụ tải tối đa.

Câu hỏi ôn tập chương 6

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. Trạng thái và hỏng hóc trong HTĐ.
4. Vận hành nâng cao độ tin cậy.
5. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa.
6. Phương pháp xác định xác suất thiếu hụt công suất.
7. Phân đoạn đường dây.
8. Dự phòng công suất trong hệ thống điện.