TRƯỜNG ĐẠI HỌC KỸ THUẬT - CÔNG NGHỆ CẦN THƠ
KHOA ĐIỆN - ĐIỆN TỬ - VIỄN THÔNG

BÀI GIẢNG

VẬN HÀNH VÀ ĐIỀU KHIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN

(lưu hành nội bộ)

GIẢNG VIÊN SOẠN:

TRẦN HỮU TÍNH

HUỲNH PHÁT TRIỂN

Cần Thơ, tháng 6/2022

LỜI NÓI ĐẦU

Hiện nay tất cả các lĩnh vực của nền kinh tế quốc dân như công nghiệp, nông nghiệp, giao thông vận tải, tiêu dùng,… đều sử dụng điện năng. Điện năng được sản xuất tại các nhà máy điện, truyền tải theo các đường dây và máy biến áp đến các hộ dùng điện ở xa (hộ tiêu dùng là các loại máy móc, thiết bị biến đổi điện năng thành các dạng năng lượng khác như nhiệt năng, cơ năng, hoá năng…)

Hệ thống điện được hiểu theo nghĩa rộng là toàn bộ các khâu: sản xuất, biến đổi, truyền tải, phân phối, tiêu thụ.

Hệ thống điện có thể chia làm 2 loại:

- Các phần tử chuyển hoá
- Các phần tử truyền tải

Khi phân tích chế độ vận hành, phương thức quản lý không nhất thiết mọi trường hợp phải chú ý đến các đặc tính của các phần tử, ví dụ như khi phân tích điều chỉnh điện áp thì có thể bỏ qua các động cơ sơ cấp, khi phân tích ổn định phải chú ý đến các động cơ sơ cấp…

Học phần Vận hành và điều khiển hệ thống điện đề cập đến những kiến thức hết sức cần thiết liên quan đến hai lĩnh vực:

1. Vận hành hệ thống điện
2. Điều khiển hệ thống điện

Bài giảng Vận hành và điều khiển hệ thống điện bao gồm 4 chương được biên soạn theo đề cương môn học đã được hội đồng khoa học trường Đại học Kỹ Thuật – Công Nghệ Cần Thơ.

Do thời gian biên soạn còn hạn chế, nên bài giảng chắc chắn sẽ còn nhiều thiếu sót. Chúng tôi cám ơn những nhận xét, đánh giá của độc giả. Mọi ý kiến phản hồi xin gửi về địa chỉ: Bộ môn Kỹ thuật điện - năng lượng, Khoa Điện - Điện Tử - Viễn Thông, Trường Đại Học Kỹ Thuật - Công Nghệ Cần Thơ.

Tác giả

Trần Hữu Tính – Huỳnh Phát Triển

MỤC LỤC

Chương 1: CÁC CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN 4
1.1. Cấu trúc của hệ thống điện 4
1.1.1. Cấu trúc của nguồn điện 4
1.1.2. Cấu trúc của lưới điện 5
1.2. Các yêu cầu cơ bản của hệ thống điện 7
1.3. Chế độ xác lập. 7
1.3.1. Chế độ xác lập bình thường 7
1.3.2. Chế độ xác lập sau sự cố 8
1.4. Chế độ quá độ 8
1.4.1. Chế độ quá độ bình thường 8
1.4.2. Chế độ quá độ sự cố 9
1.5. Đặc điểm của hệ thống điện (HTĐ) 9
1.5.1. Các đặc điểm 9
1.5.2. Đặc điểm công nghệ và hệ quả 10
1.5.3. Các đặc tính năng lượng của hệ thống điện 10
1.6. Nhiệm vụ và tổ chức vận hành 12
1.6.1. Những yêu cầu nhiệm vụ đối với quản lý, vận hành và điều độ hệ thống điện. 12
1.6.2. Công tác tổ chức vận hành 12
1.6.3. Công tác điều độ hệ thống điện 13
Câu hỏi ôn tập cuối chương 1. 16
Chương 2: CÔNG TÁC VẬN HÀNH ĐẢM BẢO CHẤT LƯỢNG ĐIỆN 17
2.1. Khái niệm chung về chất lượng điện 17
2.1.1. Chất lượng tần số 17
2.1.2. Chất lượng điện áp 17
2.2. Điều chỉnh tần số trong hệ thống điện 19
2.2.1. Ảnh hưởng của sự thay đổi tần số 19
2.2.2. Nguyên lý điều chỉnh tần số 20
2.2.3. Quá trình điều chỉnh tần số 24
2.3. Điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam 34
2.3.1. Quy định điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam 34
2.3.2.Tự động điều khiển phát điện (AGC) 36
2.4. Điều chỉnh điện áp 41
2.4.1. Khái niệm cơ bản về điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện 41

2.4.2. Phương tiện điều chỉnh điện áp 44
2.4.3. Phương pháp vận hành điều chỉnh điện áp 52
2.4.4. Nguyên tắc chung điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện 56
Câu hỏi ôn tập cuối chương 2. 63
Chương 3: VẬN HÀNH MÁY PHÁT ĐIỆN 65
3.1. Đặc điểm và phân loại 65
3.1.1. Máy phát nhiệt điện 65
3.1.2. Máy phát thủy điện 65
3.2. Vấn đề làm mát 66
3.2.1. Vai trò của làm mát trong xu hướng tăng công suất đơn vị 66
3.2.2. Các môi chất và hệ thống làm mát 66
3.3. Hệ thống kích từ máy phát điện đồng bộ 68
3.4. Máy phát điện đồng bộ làm việc với tải đối xứng 69
3.4.1. Đặc điểm 69
3.4.2. Các chế độ làm việc 69
3.5. Máy phát điện đồng bộ làm việc với tải không đối xứng 69
3.5.1. Khái niệm 69
3.5.2. Nguyên nhân 69
3.6. Máy phát điện đồng bộ làm việc song song 72
3.6.1. Sự cần thiết làm việc song song của các máy phát điện đồng bộ 72
3.6.2. Các điều kiện làm việc song song của máy phát điện đồng bộ 72
3.6.3. Các phương pháp hoà đồng bộ 73
3.7. Điều chỉnh công suất máy phát điện đồng bộ 74
3.7.1. Điều chỉnh công suất tác dụng 74
3.7.2. Điều chỉnh công suất phản kháng 74
3.8. Vận hành tổ máy phát điện diesel (Ddiêzen) 75
3.9. Vận hành lưới điện 77
3.10. Vận hành trạm biến áp 79
3.10.1. Yêu cầu về vận hành trạm biến áp 79
3.10.2. Khả năng tải 79
3.10.3. Vận hành song song 80
3.10.4. Vận hành kinh tế máy biến áp 83
Câu hỏi ôn tập cuối chương 3. 84
Chương 4: CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC KINH TẾ HỆ THỐNG ĐIỆN 85
4.1. Khái niệm chung 85

4.2. Đặc tính kinh tế của các tổ máy phát và nhà máy điện 86
4.2.1. Đặc tính chi phí nhiên liệu của nhiệt điện 86
4.2.2. Đặc tính chi phí nước của nhà máy thủy điện 87
4.3. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện 87
4.4 Các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của HTĐ 90
4.4.1. Mục đích tính toán chế độ hệ thống điện..... 90
4.4.2. Tính toán trào lưu công suất (tính toán chế độ xác lập) 90
4.4.3. Tính toán tổn thất truyền tải điện năng..... 95
4.5. Phân bố tối ưu công suất phát trong hệ thống hỗn hợp nhiệt điện - thuỷ điện.. 97
4.6. Phân bố tối ưu công suất hữu công và công suất vô công trên lưới..... 99
4.7. Mô hình chung trong lập kế hoạch vận hành hệ thống điện..... 101
4.7.1. Khái niệm 101
4.7.2. Lập phương thức vận hành năm 102
4.7.3. Lập phương thức vận hành tháng 105
4.7.4. Các bài toán trong vận hành hệ thống điện 107
4.8. Các chương trình tính toán chính đang được sử dụng tại A0..... 110
Câu hỏi ôn tập cuối chương 4..... 112
TÀI LIỆU THAM KHẢO 114

Chương 1: CÁC CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1. Cấu trúc của hệ thống điện

1.1.1. Cấu trúc của nguồn điện

Cấu trúc của nguồn điện phải thỏa mãn các điều kiện sau:

a. Cung cấp đủ năng lượng cho phụ tải với độ tin cậy cao;

b. Cung cấp đủ công suất tác dụng và công suất phản kháng cho phụ tải trong mọi tình huống vận hành, với độ tin cậy cao;

c. Thỏa mãn hai điều kiện trên với giá thành sản xuất điện năng nhỏ nhất.

Nếu hệ thống chỉ có các nhà máy nhiệt điện thì vấn đề đảm bảo năng lượng không khó khăn vì hệ thống có thể chủ động cung cấp năng lượng sơ cấp cho các nhà máy nhiệt điện. Tuy nhiên nếu hệ thống bao gồm cả nhà máy thủy điện và nhiệt điện thì sẽ gặp khó khăn trong vấn đề đảm bảo năng lượng, vì năng lượng của thủy điện phụ thuộc vào lượng nước…vì vậy, để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện thì phải tăng công suất dự trữ tại các nhà máy nhiệt điện, làm cho giá thành hệ thống điện tăng cao. Do đó phải có tỉ lệ hợp lý về công suất giữa các nhà máy nhiệt điện và các nhà máy thủy điện.

Việc đảm bảo công suất cung cấp điện cho các phụ tải phụ thuộc vào công suất dự trữ, độ linh hoạt của nguồn điện và cấu trúc của lưới điện. Trong mọi chế độ vận hành, công suất khả phát của các tổ máy tham gia vận hành phải lớn hơn công suất đang phát hiện tại một lượng công suất nào đó gọi là dự trữ quay, để đáp ứng các sự cố và điều chỉnh tần số khi phụ tải tăng.

Khoảng cách giữa công suất khả phát và công suất tối thiểu của hệ thống cùng với tốc độ nhận tải của các tổ máy tạo thành độ linh hoạt của nguồn điện. Nếu nguồn điện có độ linh hoạt yếu thì sẽ không đáp ứng được công suất phụ tải trong các chế độ tối thiểu, không đáp ứng được chất lượng điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố hoặc là thời kỳ thời tiết không thuận lợi… Để có độ linh hoạt và hiệu quả kinh tế cao thì hệ thống điện phải có tỷ lệ hợp lý giữa các tổ máy nhiệt điện, và thủy điện. Hệ thống điện có các tổ máy thủy điện và tuabin khí sẽ có độ linh hoạt rất cao vì các tổ máy này có tốc độ nhận tải cao và công suất tối thiểu nhỏ.

Các nhà máy điện có nhiệm vụ điều chỉnh tần số thì các tổ máy phát phải được trang bị các bộ điều tốc và một số tổ máy nhất định phải có thêm bộ điều chỉnh tần số.

Trong một số nhà máy có thể trang bị hệ thống tự động phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy.

Để điều chỉnh điện áp thì các tổ máy phát điện phải được trang bị các bộ tự động điều chỉnh kích từ, một số tổ máy ở vị trí đặc biệt được trang bị tự động điều chỉnh kích từ loại mạnh để đảm bảo ổn định tĩnh.

1.1.2. Cấu trúc của lưới điện

Lưới hệ thống điện nối liền các nhà máy điện và các trạm biến áp khu vực thành hệ thống điện. Lưới hệ thống được thiết kế thành các mạnh vòng và vận hành kín.

Một phần quan trọng của lưới hệ thống là các đường dây dài siêu cao áp nối các hệ thống con với nhau để đảm bảo cung cấp điện cho các hệ thống khi có sự cố, tuy nhiên khi đó cũng gặp phải các khó khăn về ổn định tĩnh, thừa công suất phản kháng trong chế độ non tải, tổn thất vầng quang…

Sự phân bố công suất trên lưới hệ thống phụ thuộc vào chế độ làm việc của các nguồn điện và cấu trúc hệ thống. Khi thiết kế cần phải tránh tình trạng có đường dây mang tải nặng, một số khác lại non tải.

Để đảm bảo độ tin cậy thì cấu trúc lưới hệ thống phải là cấu trúc thừa (về công suất), cho phép bảo dưỡng định kỳ các đường dây mà không làm giảm thấp độ tin cậy.

Để đảm bảo cân bằng công suất phản kháng và điều chỉnh điện áp, tổn thất điện áp trên lưới điện phải ở mức cho phép, phải có hệ thống điều chỉnh điện áp ở nguồn điện, ở các máy biến áp, các nguồn phát và tiêu thụ công suất phản kháng (điều chỉnh vô cấp hoặc hữu cấp).

Lưới hệ thống thường là bộ phận thụ động trong lưới điện, tuy nhiên hiện nay các lưới điện hiện đại đã phát triển thành các lưới điện tích cực gọi là lưới điện linh hoạt (FACTS: Flexible AC Transmission System). Các thiết bị này cho phép điều khiển dòng công suất trên đường dây, giữ tải của các đường dây gần giới hạn nhiệt; nâng cao khả năng truyền tải công suất giữa các phần của hệ thống, do đó giảm được dự trữ chung của hệ thống; phòng ngừa được sự cố lan truyền do hạn chế được sự cố, hỏng hóc của các phần tử; giảm được sự dao động điện áp có thể gây hại cho các phần tử và làm giảm giới hạn truyền tải điện.

Các thiết bị sử dụng trong lưới điện linh hoạt bao gồm:

a. Bộ giảm dao động điện áp:

Gồm có bộ tụ nối tiếp với đường dây, nối song song với bộ tụ là bộ điện kháng và điện trở nối tiếp, dòng điện đi qua bộ này được điều chỉnh bằng thyristor. Bộ giảm dao động điện áp cho phép điều chỉnh trơn và tức thời tổng trở của đường dây, do đó có tác dụng hạn chế các dao động điện áp, có tác dụng tốt cho ổn định động của hệ thống điện.

b. Máy bù tĩnh SVC (Static Var Compensator)

Gồm có bộ tụ điện và kháng điện nối song song. Một trong hai bộ này được điều chỉnh trơn từ cảm kháng đến dung kháng. SVC cho phép điều chỉnh và giữ vững điện áp, hạn chế các dao động điện áp, có lợi cho ổn định của hệ thống điện.

c. Bộ bù tĩnh Statcom (Static Synchronous Compensator)

Là sự hoàn thiện của SVC. Statcom chỉ gồm các bộ tụ điện, điện áp ra của nó được điều khiển bằng bộ converter, sử dụng gate-turn off thyristor. Nếu điện áp ra lớn hơn điện áp lưới thì nó phát công suất phản kháng, còn nếu thấp hơn thì nó tiêu thụ công suất phản kháng.

d. Bộ tụ bù dọc được điều khiển bằng thyristor

Bao gồm nhiều bộ tụ điện nối tiếp nhau và nối tiếp với đường dây. Mỗi bộ tụ điện được nối tắt qua kháng điện, dòng qua kháng điện được điều chỉnh bằng thyristor. Bộ này cho phép điều chỉnh liên tục tổng trở của đường dây từ tổng trở tự nhiên đổ xuống, do đó cho phép điều chỉnh dòng công suất trong lưới điện. Điện kháng của đường dây có thể được điều khiển từ cảm tính đến dung tính do đó có tác dụng chế ngự các dao động. Có tác dụng tốt cho ổn định động.

e. Bộ điều chỉnh pha bằng thyristor

Thiết bị này cho phép điều chỉnh trơn góc pha của điện áp trước và sau máy biến áp điều chỉnh mắc nối tiếp trên đường dây. Bộ này cho phép điều chỉnh dòng công suất tác dụng trên lưới.

f. Bộ hãm động (Dynamic Brake)

Là bộ phụ tải điện trở được điều khiển bằng thyristor, nối gần máy phát điện, khi xảy ra dao động công suất lớn do ngắn mạch thì bộ này hoạt động làm hạn chế dao động công suất phát của máy phát, nâng cao ổn định động.

1.2. Các yêu cầu cơ bản của hệ thống điện

- Đảm bảo tính hiệu quả kinh tế cao
- Đảm bảo chất lượng
- Độ tin cậy cung cấp điện
- 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 thuẩn nhau, sự ưu tiên của yêu cầu này đòi hỏi một sự nhượng bộ nhất định của yêu cầu kia. Để đạt sự hài hòa của các mối quan hệ đó là là lời giải của bài toán đa mục tiêu.

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, có thể sử dụng kịp thời một cách nhanh nhất khi có yêu cầu.

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.

Tính kinh tế của hệ thống điện được đảm bảo bởi sự phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện với điều kiện thỏa mãn đầy đủ nhu cầu phụ tải của hệ thống.

1.3. Chế độ xác lập.

Chế độ mà các thông số của hệ thống được đặc trưng bằng những thông số không đổi hoặc biến thiên rất nhỏ quanh giá trị trung bình, hoặc thay đổi rất chậm và không đều đặn, có các loại chế độ xác lập:

1.3.1. Chế độ xác lập bình thường

Là chế độ làm việc bình thường của hệ thống điện. Ở chế độ xác lập phải thỏa mãn các chỉ tiêu: chất lượng điện năng; độ tin cậy cung cấp điện; hiệu quả kinh tế (chi phí sản xuất điện năng nhỏ nhất); an toàn cho người và thiết bị.

Điều kiện cần đảm bảo cân bằng công suất tác dụng: cân bằng giữa một bên là công suất cơ của tuabin máy phát và công suất điện của phụ tải; cân bằng công suất phản kháng là cân bằng điện từ giữa công suất phản kháng của các máy phát điện do dòng kích từ gây ra và công suất phản kháng của phụ tải do yêu cầu của từ trường trong các thiết bị dùng điện và các máy biến áp…

Điều kiện đủ hệ thống phải phục hồi lại chế độ ban đầu sau khi có kích động nhỏ và phải phục hồi chế độ chế độ xác lập sau khi bị kích động lớn.

Công suất tác dụng được xem là cân bằng nếu tần số nằm trong giới hạn cho phép. Nếu f $> f_{cpmax}$ thì hệ thống thừa công suất tác dụng. Nếu f $< f_{cpmin}$ thì hệ thống thiếu công suất tác dụng. Cân bằng công suất tác dụng có tình chất toàn hệ thống. Mọi sự mất cân bằng công suất tác dụng xảy ra ở bất cứ đâu trong hệ thống cũng tức khắc lan truyền khắp hệ thống. Cân bằng cơ điện trên trục các máy phát điện là điểm cân bằng quan trọng nhất.

Cân bằng công suất phản kháng được thể hiện qua điện áp. Vì điện áp tại mỗi nơi trong hệ thống điện là khác nhau cho nên cân bằng công suất phản kháng có tính chất cục bộ, khu vực. Chỗ này có thể thừa công suất phản kháng nhưng chỗ khác lại thiếu. Do vậy điều chỉnh điện áp trên hệ thống phải được thực hiện ở nhiều nơi khác nhau.

1.3.2. Chế độ xác lập sau sự cố

Đây là chế độ phải tính trước vì sự cố là không thể tránh khỏi trong vận hành hệ thống điện. Các chỉ tiêu trên được giảm đi.

Chế độ sự cố xác lập sau sự cố: chạm đất duy trì ở lưới điện 6kV, 10kV…

Điều chỉnh chất lượng điện năng trong chế độ xác lập: tần số và điện áp là hai thông số chế độ của điện năng. Muốn điều chỉnh được tần số thì công suất tác dụng của nguồn điện phải lớn hơn công suất yêu cầu của phụ tải và phải có thiết bị để điều chỉnh được công suất tác dụng này. Muốn điều chỉnh được điện áp thì nguồn điện phải dư thừa công suất phản kháng và công suất phản kháng này phải điều chỉnh được.

Hai nguy cơ đối với chế độ xác lập: suy tần (tần số tự động suy giảm do các nhà máy nhiệt điện mất khả năng phát công suất, dẫn tới mất ổn định hệ thống); sụt áp (điện áp tự động sụt xuống do công suất phản kháng yêu cầu của phụ tải tăng đột ngột)

1.4. Chế độ quá độ

Chế độ quá độ được đặc trưng bằng những thông số thay đổi rất nhanh theo thời gian. Có các loại chế độ quá độ:

1.4.1. Chế độ quá độ bình thường

Xảy ra khi thay đổi sơ đồ hệ thống trong quá trình vận hành bình thường . Chế độ này được đặc trưng bằng những thông số thay đổi tương đối nhanh và đột ngột trong một số nhánh của HT, nhưng tham số của các điểm nút thì thay đổi ít. chế độ này xảy

ra thường xuyên khi hệ thống điện chuyển từ chế độ xác lập này sang các chế độ xác lập khác. Yêu cầu là kết thúc nhanh.

1.4.2. Chế độ quá độ sự cố

Xảy ra khi có sự cố trong hệ thống điện, làm thay đổi tất cả các thông số của chế độ kể cả các điểm nút, các thông số khác xa so với các trị số quy định sẵn.

Yêu cầu là không gây hại cho hệ thống điện, và được loại trừ nhanh nhất có thể.

1.5. Đặc điểm của hệ thống điện (HTĐ)

1.5.1. Các đặc điểm

Quá trình sản xuất năng lượng nói chung và điện năng nói riêng có một số đặc điểm khác biệt với các ngành sản xuất công nghiệp khác

a. Hệ thống điện năng được sản xuất, phân phối và biến đổi thành các dạng năng lượng khác trong một khoảng khắc thời gian, hay nói cách khác không có tích trữ ở bất cứ chỗ nào vì vậy:

- Hệ thống điện phức tạp gồm nhiều phần tử cách xa nhau nhưng lại tạo thành một cơ cấu phức tạp duy nhất
- Điện năng được sản xuất ra được tiêu dùng ngay trong hệ thống
- Sự cân bằng công suất tác dụng và công suất phản kháng xảy ra tại bất cứ thời điểm nào

b. Các quá trình quá độ trong hệ thống điện xảy ra rất nhanh, các quá trình sóng được hoàn thành trong một phần ngàn hoặc thậm trí một phần triệu của giây, các quá trình do ngắn mạch, làm mất ổn định xảy ra trong một phần mười hoặc cùng lắm là một vài giây. Do đặc tính này nên các phần tử của HTĐ phải có phản ứng rất nhanh để điều khiển chế độ

c. Hệ thống điện gắn liền với tất cả các lĩnh vực công nghiệp, sinh hoạt hằng ngày, thông tin liên lạc v.v.. vì vậy độ tin cậy cung cấp điện, độ dự trữ công suất hợp lý là hết sức quan trọng và cần thiết

Đặc điểm này dẫn đến các phần tử của hệ thống điện phải được bảo dưỡng định kỳ để phục hồi khả năng làm việc và thay thế các thiết bị hết hạn sử dụng kỹ thuật

1.5.2. Đặc điểm công nghệ và hệ quả

a. Không thể sản xuất được điện năng nếu không có đủ khả năng tiêu thụ (các quá trình chuyển hoá và truyền tải điện năng trong tất cả các phần tử của HTĐ đều có hao tổn) do hệ quả này cho nên:

- Sự giảm sút điện năng phát ra do các nhà máy điện bị sự cố, sửa chữa hoặc vì các lý do nào khác sẽ dẫn đến giảm điện năng cấp cho các hộ tiêu thụ nếu không có công suất dự trữ
- Sự giảm thấp công suất tiêu thụ tạm thời do các hộ tiêu thụ phải sửa chữa, sự cố… sẽ không cho phép sử dụng toàn bộ công suất của các nhà máy điện nếu không có các thiết bị điều chỉnh
- Không thể có sự không cân bằng giữa tổng công suất phát ra và tổng công suất tiêu thụ trong hệ thống

Không nắm được các đặc điểm này sẽ dẫn đến sai sót nghiêm trọng trong công tác vận hành hệ thống

b. Các quá trình quá độ trong HTĐ diễn biến rất nhanh đã buộc phải sử dụng các thiết bị tự động đặc biệt, những thiết bị này thường là tác động rất nhanh phải đảm bảo cho các quá trình quá độ diễn biến trong phạm vi cho phép. Muốn lựa chọn đúng và chỉnh định các thiết bị tự động này (như thiết bị bảo vệ chống quá điện áp, thiết bị bảo vệ rơ le, thiết bị tự động điều khiển….) phải chú ý đến sự làmviệc của toàn bộ hệ thống điện như là một cơ cấu duy nhất.

c. Sự liên quan giữa HTĐ và các lĩnh vực khác của nền kinh tế quốc dân dẫn đến việc phải phát triển kịp thời các hệ thống điện, sự phát triển của HTĐ phải nhịp nhàng, cân đối.

1.5.3. Các đặc tính năng lượng của hệ thống điện

HTĐ là là một đối tượng phức tạp nên những tính chất tổng hợp của HTĐ không những phụ thuộc riêng vào tính chất của các phần tử mà phụ thuộc vào cả sự phối hợp giữa những phần tử với nhau.

Chúng ta quy ước:

P_1: Công suất đầu vào (kW)

P_2: Công suất đầu ra (kW)

P: Hao tổn công suất trong quá trình truyền tải

η: Hệ số sử dụng hữu ích của các phần tử bằng tỷ số giữa công suất đầu ra và công suất đầu vào.

δ: Suất tiêu hao công suất bằng tỷ số giữa công suất đầu vào và công suất đầu ra

Đặc tính năng lượng của các các phần tử bao gồm:

a. Đặc tính tiêu hao:

$$P_1=f_1(P_2) \tag{1.1}$$

b. Đặc tính hao tổn công suất

$$\Delta P= P_1-P_2 =f_2(P_2) \tag{1.2}$$

c. Đặc tính hiệu suất sử dụng:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = f_3(P_2) \tag{1.3}$$

d. Đặc tính suất tiêu hao:

$$\delta = \frac{P_1}{P_2} = f_4(P_2) \tag{1.4}$$

Từ các công thức trên ta có thể có mối quan hệ sau:

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_2(\frac{1-\eta}{\eta}) = P_2(\delta - 1) \\ \eta &= \frac{1}{\delta} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P} \\ \delta &= \frac{1}{\eta} = \frac{P_2 + \Delta P}{P_2} \end{aligned} \tag{1.5}$$

Đối với các phần tử truyền tải điện thì chỉ dùng đặc tính hao tổn hoặc đặc tính hiệu suất sử dụng, trong nhiều trường hợp, những đặc tính này không những chỉ phụ thuộc vào công suất truyền tải mà còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác. Ví dụ như hao tổn công suất và hiệu suất sử dụng của máy biến áp và đường dây tải điện không những phụ thuộc vào dòng điện, mà còn phụ thuộc vào cả công suất tác dụng và công suất phản kháng , điện áp của lưới điện

Tất cả các đặc tính năng lượng thường được xây dựng với các tham số chất lượng định mức, .nếu những tham số này không bằng định mức vì lý do nào đó thì không sử dụng được đặc tính đó mà phải xây dựng lại

Khi nghiên cứu HTĐ thực tế, cần xét một cách lý tưởng hoá, nghĩa là xét trọn bộ và không chú ý tới những quá trình thực xảy ra trong từng phần tử một.

1.6. Nhiệm vụ và tổ chức vận hành

1.6.1. Những yêu cầu nhiệm vụ đối với quản lý, vận hành và điều độ hệ thống điện

Quản lý, vận hành, điều độ HTĐ phải thoả mãn các yêu cầu quan trọng của nền kinh tế quốc dân, cụ thể phải đảm bảo được các yêu cầu sau:

- Đảm bảo an toàn cho hệ thống, và phải hoàn thành kế hoạch của nhà nước theo các chỉ tiêu về số lượng và chất lượng điện
- Đảm bảo độ tin cậy và tính liên tục của cung cấp điện

Thiệt hại lớn nhất cho nền kinh tế quốc dân thường xảy ra khi chế độ của HTĐ bị mất ổn định và làm tan rã hệ thống

Khi toàn hệ thống hoặc từng khâu của nó có phụ tải thay đổi thì một số tham số của chế độ cũng bị thay đổi, ví dụ các tham số dòng điện, điện áp tại các điểm nút, nếu các tham số tại các điểm nút đó biến đổi chậm dẫn đến chênh lệch rất nhiều so với bình thường thì xuất hiện hiện tượng mất ổn định tĩnh, còn trong trường hợp các tham số biến đổi đột ngột bởi các nguyên nhân kích động mang tính chất tạm thời và rất ngắn hạn (ngắn mạch) thì xuất hiện hiện tượng mất ổn định động

Vì vậy việc đảm bảo yêu cầu nhiệm vụ này là hết sức quan trọng

- Đảm bảo chất lượng phục vụ: chất lượng điện năng (chất lượng điện áp, tần số); độ tin cậy cung cấp điện hợp lý.
- Đảm bảo chi phí sản xuất là thấp nhất: chi phí nhiên liệu; tổn thất điện năng; chi phí bảo dưỡng định kỳ; chí phí để khắc phục hậu quả, sửa chữa thiết bị hỏng do sự cố; chi phí tiền lương; khấu hao thiết bị.

1.6.2. Công tác tổ chức vận hành

Công tác vận hành chia làm hai nhóm có tính chất công việc khác nhau:

Nhóm 1 (điều độ HTĐ) là nhóm các công việc liên quan trực tiếp đến các thiết bị đang vận hành, đến chế độ làm việc của hệ thống:

a. Theo dõi, điều chỉnh chế độ làm việc của lò hơi, đập nước, tuabin, máy phát, máy biến áp, đường dây…

b. Điều chỉnh tần số, điện áp, công suất phát, khởi động hoặc ngừng tổ máy, thay đổi cấu trúc vận hành của lưới điện…

c. Xử lý khi xảy ra sự cố.

d. Chuẩn bị chương trình vận hành.

e. Tổng kết quá trình vận hành.

Nhóm 2: công việc không liên quan trực tiếp tới chế độ của hệ thống điện gồm:

a. Bảo dưỡng định kỳ.

b. Sửa chữa thiết bị hư hỏng do sự cố.

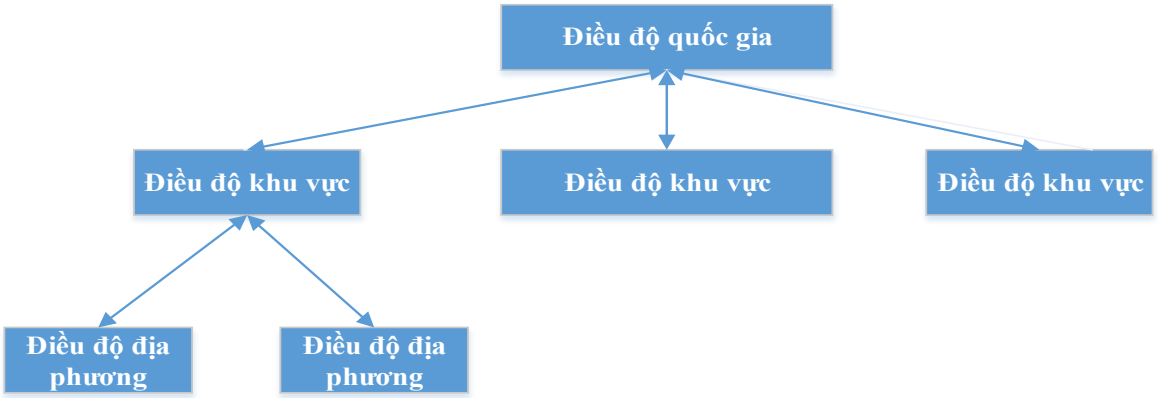
c. Cung ứng nhiên liệu, vật tư.

d. Thực hiện các biện pháp cải tạo và giảm tổn thất điện năng.

1.6.3. Công tác điều độ hệ thống điện

Đó là các công tác liên quan đến các công việc trực tiếp điều khiển vận hành hệ thống điện và các công tác quản lý thực hiện các công việc của nhóm 2.

Sơ đồ khối công tác điều độ hệ thống điện quốc gia như sau:



Hình 1.1. Sơ đồ khối công tác điều độ hệ thống điện

1.7.3.1. Điều độ Quốc gia

Nhiệm vụ:

a. Thỏa mãn nhu cầu phụ tải về điện năng và công suất đỉnh

b. Đảm bảo hoạt động an toàn và tin cậy của toàn hệ thống điện cũng như từng phần tử của nó;

c. Đảm bảo chất lượng điện năng: tần số và mức điện áp ở các nút chính của hệ thống;

d. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao nhất bằng cách sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng sơ cấp;

e. Nhanh chóng loại trừ sự cố khi xảy ra và ngăn chặn sự lan truyền của sự cố.

Điều độ quốc gia gồm hai bộ phận:

a. Chỉ huy vận hành: làm nhiệm vụ theo dõi và điều khiển trực tiếp hoạt động của hệ thống điện, chỉ huy các điều độ cấp dưới thực hiện các chương trình đã định

trước, khi xảy ra tình huống bất ngờ thì thực hiện các biện pháp khắc phục nhằm giữ vững chế độ.

b. Phương thức vận hành: làm nhiệm vụ chuẩn bị trước chế độ vận hành thỏa mãn các yêu cầu an toàn, chất lượng phục vụ và hiệu quả kinh tế; lập kế hoạch bảo dưỡng các tổ máy phát điện, các đường dây siêu cao áp, cao áp; lập cân bằng năng lượng năm, quý, tháng; lập đồ thị phụ tải ngày đêm, lập sơ đồ vận hành lưới điện chính; phân bố tối ưu công suất tác dụng và phản kháng, tính mức điện áp tại các nút chính; tính toán ổn định, chọn và điều chỉnh cấu trúc hệ thống, bảo vệ rơle, tự động chống sự cố; lập trình tự điều chỉnh tần số và điện áp; lập sơ đồ sử dụng tối ưu nguồn nước thủy điện

Điều độ quốc gia đưa ra các yêu cầu quy hoạch, thiết kế hệ thống điện, không ngừng cải tiến phương thức vận hành, hoàn thiện hệ thống điều độ, được trang bị các trang thiết bị hiện đại

- *Điều độ quốc gia được trang bị các phương tiện hiện đại sau đây:*

a. Hệ thống tự động thu thập và xử lý thông tin gồm: hệ thống đo từ xa, hệ thống truyền tin, hệ thống máy tính với các phần mềm xử lý thông tin.

b. Hệ thống thông tin liên lạc giữa điều độ quốc gia, các điều độ địa phương và các cơ quan hữu quan để nhanh chóng nắm bắt tình hình và truyền đi các mệnh lệnh điều khiển, như là: thông tin vô tuyến, hữu tuyến, truyền theo đường dây riêng, đường dây điện thoại quốc gia.

c. Hệ thống máy tính và các phần mềm để tính toán, giúp cho điều độ viên nhanh chóng tìm được các quyết định hợp lý trong việc lập kế hoạch vận hành và đưa ra các quyết định hợp lý khi vận hành.

d. Hệ thống điều chỉnh tự động từ xa, các thiết bị bảo vệ và tự động đặt trên lưới điện để thực hiện việc điều chỉnh tần số, điện áp, phân bố tối ưu công suất, tác động nhanh khi sự cố nhằm giữ vững hệ thống điện và chế độ vận hành…

1.7.3.2. Điều độ địa phương

- ***Công tác cụ thể của chỉ huy vận hành:***

Các công việc khi lưới điện ở chế độ bình thường*:*

- Thực hiện thao tác đóng cắt và điều chỉnh cấu trúc vận hành lưới điện (tuần lễ, quý, năm…) nhằm tối ưu hóa chế độ của lưới điện;

- Các thao tác đóng cắt để đưa các thiết bị ra bảo dưỡng hoặc thay mới… sau đó đưa trở lại vận hành;
- Lập và loại bỏ các vị trí làm việc trên lưới điện cho các đội bảo dưỡng các loại và cho phép họ làm việc;
- Cắt và đóng lại đường dây (trung áp) hoặc trạm biến áp do thiếu công suất nguồn;
- Đóng phụ tải mới vào lưới điện hoặc cắt các phụ tải do các lý do khác (chưa nộp tiền điện, chuyển sang nguồn khác…);
- Thực hiện đo đạc trên lưới điện (điện áp, công suất);
- Đưa vào hoặc loại bỏ các thiết bị tự động (TDL, tự đóng nguồn dự phòng, tự động điều chỉnh điện áp…);
- Thực hiện kiểm tra các trạm nguồn và lưới điện 110kV;
- Thực hiện kiểm tra lưới điện và máy biến áp trung áp;
- Kiểm tra chiếu sáng đường phố;
- Chặt cây và cành làm ảnh hưởng tới đường dây điện.

Công việc khi lưới điện ở chế độ sự cố:

- Sơ bộ nhận định tính chất sự cố dựa trên các thông tin nhận được;
- Nhận định mức độ sự cố nhờ các đội thực hiện, nhân viên phục vụ tại chỗ…
- Loại trừ hậu quả sự cố;
- Cô lập phần tử lưới bị sự cố và đổi nối lưới điện, đóng nguồn dự trữ cho các phần tử lành;
- Tìm hiểu sự cố trên phần tử lưới bị sự cố bằng các thiết bị đo sự cố hoặc quan sát trực tiếp;
- Sửa chữa sự cố;
- Thay thế các cầu chì, hoặc đóng lại các aptomát khi có sự cố thoáng qua.

Công tác cụ thể của ban phương thức vận hành:

a. Lập kế hoạch cấu trúc vận hành lưới điện: lập cho chu kỳ năm theo mùa hè và mùa đông, lấy đồ thị phụ tải đặc trưng của mỗi mùa làm cơ sở tính toán: lập sơ đồ lưới điện, chọn các điểm cắt cho lưới kín vận hành hở, tính phân bố dòng điện; chọn lại đầu phân áp của các máy biến áp phân phối hoặc máy biến áp khác không có điều

áp dưới tải; chọn thiết bị bù công suất phản kháng và chương trình hoạt động của chúng; chỉnh lại thiết bị bảo vệ và tự động hóa; tính toán dòng ngắn mạch ở các nút chính.

b. Lập kế hoạch đưa các phàn tử lưới ra bảo dưỡng, đổi mới… lập theo quý và năm trên cơ sở: đánh giá tình trạng thiết bị; lịch bảo dưỡng định kỳ; khả năng thực hiện (về mặt vật tư, nhân lực).

c. Lập kế hoạch đo lường và điều chỉnh lưới điện. Đo lường là cơ sở cho việc xác định cấu trúc vận hành cũng như quy hoạch lưới điện. Kết quả đo còn điều chỉnh rơle và các thiết bị khác nhằm tối ưu hóa chế độ của lưới điện, hoặc là giữ các thông số chế độ trong giới hạn cho phép. Công việc đo lường phải được thực hiện ít nhất hai lần trong một năm.

d. Kế hoạch sa thải phụ tải căn cứ vào sự hiểu biết các hộ dùng điện và tổn thất kinh tế của họ khi mất điện. Lập kế hoạch giảm công suất và điện năng ở các hộ tiêu thụ khi xảy ra thiếu công suất nguồn ở các mức khác nhau. Kế hoạch về điện năng lập hàng quý, tháng, tuần, còn kế hoạch công suất lập hàng ngày.

e. Kế hoạch công tác của các đội được lập trên các cơ sở các kế hoạch của các mục trên.

Câu hỏi ôn tập cuối chương 1.

Câu 1. Hãy cho biết những khái niệm cơ bản, đặc điểm và yêu cầu hệ thống điện.

Câu 2. Hãy nêu mục tiêu và nhiệm vụ vận hành hệ thống điện.

Câu 3. Hãy nêu đặc điểm các chế độ và tính kinh tế của hệ thống điện.

Câu 4. Hãy cho biết nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ quốc gia và điều độ địa phương.

Câu 5. Hãy vẽ lại sơ đồ tổ chức của nhà máy điện.

Câu 6. Hãy trình bày thủ tục thực hiện các công việc vận hành thiết bị điện.

Chương 2: CÔNG TÁC VẬN HÀNH ĐẢM BẢO CHẤT LƯỢNG ĐIỆN

2.1. Khái niệm chung về chất lượng điện

Chất lượng điện năng bao gồm chất lượng tần số và chất lượng điện áp.

2.1.1. Chất lượng tần số

Tần số của dòng điện xoay chiều được xác định bởi tố độ quay của roto máy phát điện và số cặp cực của stato $f = \frac{np}{60}(hz)$

Trong đó: n: tốc độ quay của roto (vòng/ph).

p:số cặp cực của stato.

- Độ lệch tần số so với tần số định mức: độ lệch tuyệt đối $\Delta f = \frac{f - f_{dm}}{f_{dm}}$ & độ lệch tương đối $\Delta f(\%) = \frac{f - f_{dm}}{f_{dm}} 100$.

Độ lệch tần số phải nằm trong giới hạn cho phép: $\Delta f_{min} \le \Delta f \le \Delta f_{max}$ có nghĩa là tần số phải luôn nằm trong giới hạn cho phép: $f_{min} \le f \le f_{max.}$

- Độ dao động tần số: đặc trưng bởi độ lệch giữa giá trị lớn nhất và nhỏ nhất của tần số khi tần số biến thiên nhanh với tốc độ lớn hơn 0,1%. Độ dao động tần số không được lớn hơn giá trị cho phép.

Trong chế độ sự cố, các tiêu chuẩn này được nới lỏng hơn.

Một số tiêu chuẩn của các nước: Nga $\Delta f_{cp} = \pm 0{,}2Hz$ trong 22,8h/ngày, $\Delta f_{cpmax} = \pm 0{,}4Hz$ trong mọi thời điểm và trong chế độ sự cố, cho phép độ lệch $\pm 0{,}5Hz$ đến $1Hz$ với tổng độ kéo dài không quá 90h/năm. Độ dao động tần số không quá $0{,}2Hz$..

2.1.2. Chất lượng điện áp

Chất lượng điện áp được đánh giá bởi bốn chỉ tiêu.

a. Độ lệch điện áp so với điện áp định mức của lưới điện

Độ lệch điện áp tuyệt đối $V = \frac{U - U_{dm}}{U_{dm}}$ và độ lệch điện áp tương đối: $V = \frac{U - U_{đm}}{U_{đm}} 100$. (%) phải thỏa mãn điều kiện: $V^- \le V \le V^+$ trong đó: V^-, V^+ là giới hạn trên và giới hạn dưới của độ lệch điện áp.

Tiêu chuẩn VN: -2,5% ≤ V_{cp} ≤ +5% cho chiếu sáng công nghiệp và công sở, đèn pha;

-5,5% ≤ V_{cp} ≤ +10% cho động cơ và -5% ≤ V_{cp} ≤ +5% cho các phụ tải còn lại.

Nói chung ở chế độ bình thường là ±5%, chế độ sau sự cố là ±10%. Khi điện áp quá cao làm tuổi thọ thiết bị dùng điện giảm, nhất là thiết bị chiếu sáng, còn khi điện áp quá thấp làm cho các thiết bị dùng điện bị giảm công suất, giảm tuổi thọ, giảm năng suất công tác, làm hỏng sản phẩm…

b. Độ dao động điện áp

Sự biến thiên nhanh của điện áp được tính theo công thức: $\Delta U = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{đm}} 100$ (%) Tốc độ biến thiên từ U_{min} đến U_{max} không nhỏ hơn 1%/s. Dao động điện áp gây ra dao động ánh sáng, làm hại mắt người lao động, gây nhiễu máy thu thanh, máy thu hình và các thiết bị điện tử…

Độ dao động điện áp được hạn chế trong miền cho phép, theo tiêu chuẩn VN quy định dao động điện áp trên cực các thiết bị chiếu sáng như sau: $\Delta U = 1 + \frac{6}{n} = 1 + \frac{\Delta t}{10}$. Trong đó n là số dao động trong một giờ, Δt thời gian trung bình giữa hai dao động (phút). Nếu trong một giờ có một dao động thì biên độ được phép là 7%. Đối với các thiết bị có sự biến đổi đột ngột công suất trong vận hành chỉ cho phép ΔU đến 1,5%. Còn đối với các phụ tải khác không được chuẩn hóa, nhưng nếu ΔU lớn hơn 15% thì sẽ dẫn đến hoạt động sai của khởi động từ và các thiết bị điều khiển.

c. *Độ không đối xứng*

Phụ tải các pha không đối xứng dẫn đến điện áp các pha không đối xứng, sự không đối xứng này được đặc trưng bởi thành phần thứ tự nghịch U_2 của điện áp. Điện áp không đối xứng này làm giảm khả năng tải của lưới điện và tăng tổn thất điện năng.

Tiêu chuẩn Nga, trên cực thiết bị dùng điện ba pha đối xứng, U_2 không được vượt quá 2%$U_{đm}$.

d. Độ không hình sin

Các thiết bị dùng điện có đặc tính phi tuyến như máy biến áp không tải, bộ chỉnh lưu, bộ nghịch lưu, thyristor… làm biến dạng đường đồ thị điện áp, khiến nó không còn là hình sin nữa và xuất hiện các sóng hài bậc cao U_j và I_j. Các sóng hài

bậc cao này làm giảm điện áp trên bóng đèn, thiết bị sinh nhiệt, làm tăng thêm tổn thất sắt từ trong động cơ, tổn thất điện môi trong cách điện, tăng tổn thất trong lưới điện và thiết bị dùng điện, giảm chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật của hệ thống cung cấp điện, gây nhiễu máy thu thanh…

2.2. Điều chỉnh tần số trong hệ thống điện

Hệ thống điện bao gồm nhà máy điện, đường dây, trạm biến áp là một thể thống nhất, chất lượng điện được đánh giá bởi 2 thông số kỹ thuật: điện áp và tần số, trong đó điện áp có tính chất cục bộ, tần số mang tính chất hệ thống hay nói cách khác là tần số có giá trị như nhau tại mỗi nút trong hệ thống điện, độ lệch tần số ảnh hưởng đến hoạt động của tất cả các thiết bị điện trong hệ thống.

Việt Nam cũng như hầu hết các nước trên thế giới đều sử dụng dòng điện với tần số 50Hz, trừ Mỹ và một phần của Nhật Bản sử dụng tần số 60Hz.

2.2.1. Ảnh hưởng của sự thay đổi tần số

a. Đối với hộ tiêu thụ

Khi có sự thay đổi tần số có thể gây ra một số hậu quả xấu.

- Các thiết bị được thiết kế và tối ưu ở tần số định mức, biến đổi tần số dẫn đến giảm năng suất làm việc của thiết bị.
- Làm giảm hiệu suất của TBĐ ví dụ như đối với động cơ, thiết bị truyền động
- Ảnh hưởng đến chất lượng của quá trình sản xuất.

b. Đối với hệ thống điện

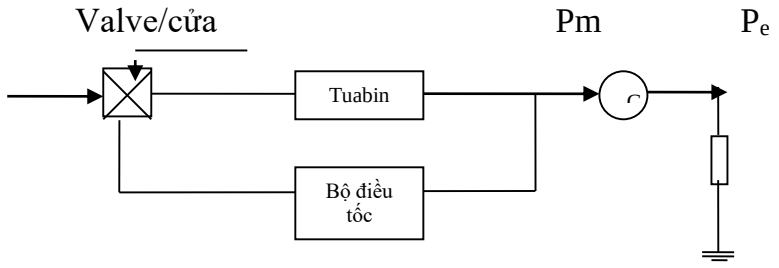
- Biến đổi tần số ảnh hưởng đến hoạt động của các thiết bị tự dùng trong các nhà máy điện, có nghĩa là ảnh hưởng đến chính độ tin cậy cung cấp điện. Tần số giảm có thể dẫn đến ngừng một số bơm tuần hoàn trong nhà máy điện, tần số giảm nhiều có thể dẫn đến ngừng tổ máy.
- Thiết bị được tối ưu hoá ở tần số 50Hz, đặc biệt là các thiết bị cuộn dây từ hoá như MBA.
- Làm thay đổi trào lưu công suất của hệ thống, tần số giảm thường dẫn đến tăng tiêu thụ công suất phản kháng, đồng nghĩa với thay đổi trào lưu công suất tác dụng và tăng tổn thất trên các đường dây truyền tải.
- Làm thay đổi tính ổn định của khối tuabin máy phát.

2.2.2. Nguyên lý điều chỉnh tần số

Điều chỉnh tần số trong hệ thống điện là một trong những yêu cầu hết sức quan trọng trong vận hành hệ thống điện. Việc điều chỉnh tần số được thực hiện ở một số nhà máy điện nhất định (các nhà máy có thể thay đổi công suất nhanh chóng như là thủy điện, tuabin khí).

a. Khái niệm

Ta xét trường hợp đơn giản nhất là một máy phát cấp điện cho một phụ tải độc lập theo hình vẽ dưới đây:



Hình 2.1 : Máy phát cung cấp cho tải cô lập

Trong đó:

P_m: Công suất cơ; P_e: Công suất điện; PL: Công suất tải

Khi có sự thay đổi phụ tải, công suất điện máy phát thay đổi gây ra sự chênh lệch giữa moment điện và môment cơ trên trục máy phát và kết quả là có sự sai lệch về tốc độ, độ lệch này xác định từ phương trình cân bằng công suất máy phát,

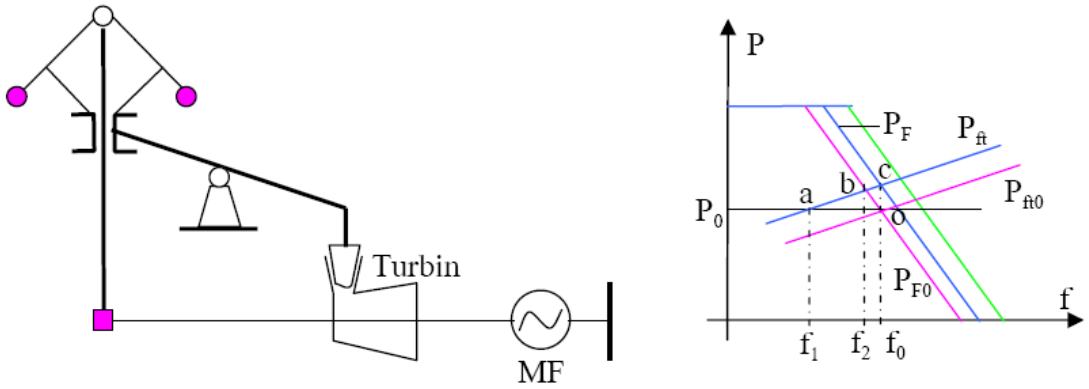
Điều chỉnh tần số trong hệ thống điện chia làm 3 cấp

- Điều chỉnh sơ cấp (cấp 1) hay điều chỉnh tốc độ
- Điều chỉnh thứ cấp (cấp 2) hay điều chỉnh tần số
- Điều chỉnh cấp 3 hay phân bố lại công suất

b. Đặc tính điều chỉnh tốc độ của tuabin

Để xét đặc tính điều chỉnh tốc độ của tuabin chúng ta xét nguyên lý điều chỉnh tốc độ của tua bin:

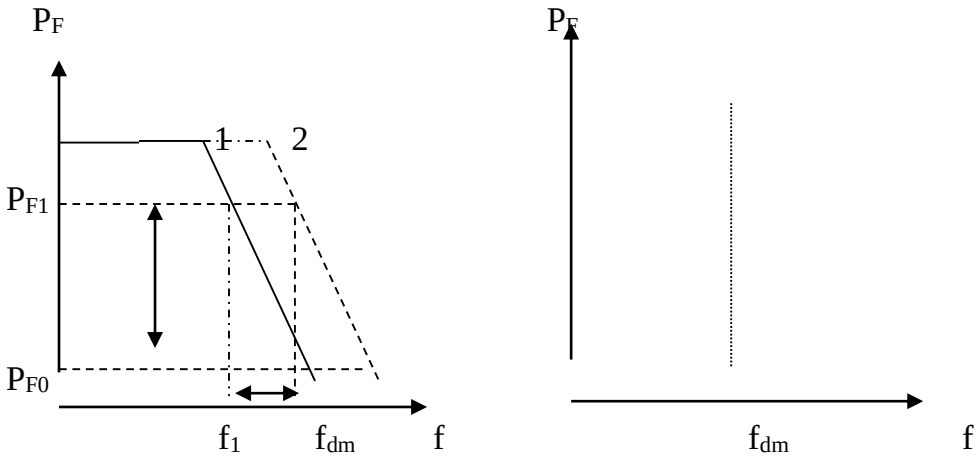
Khi tần số bằng định mức (tức tốc độ của máy phát bằng định mức) máy phát phát công suất chỉnh định P_{F0}, xác định bởi vị trí ban đầu A_0 của vành A. Giả thiết tần số bị giảm, hai quả tạ



Hình 2.2. Sơ đồ nguyên lý điều chỉnh tốc độ của tuabin cho trên hình vẽ của con quay ly tâm hạ thấp xuống, vành A hạ xuống tay đòn AB quay quanh điểm B , điểm C chuyển dịch lên phía trên làm nhiên liệu vào tuabin nhiều hơn công suất phát tăng làm tần số tăng, con quay quay mạnh hơn, điểm A được đẩy lên trên về vị trí ban đầu A_0 , điểm C hạ xuống làm tuabin đóng lại, tần số lại trở lại giá trị tần số định mức ban đầu. Khi tần số tăng quá trình sẽ diễn biến ngược lại và khi tần số đạt giá trị định mức thì công suất phát trở lại giá trị ban đầu , quá trình điều chỉnh tốc độ của tuabin kết thúc

Đặc tính điều chỉnh tốc độ của tuabin được trình bầy trên hình vẽ

Hình (a) gọi là đặc tính tĩnh (tuyến tính) hình (b) gọi là đặc tính á tĩnh



Hình 2.3. Đặc tính điều chỉnh tốc độ của tuabin (a) tĩnh, (b) á tĩnh

Khả năng điều chỉnh công suất của tuabin khi tốc độ quay thay đổi được xác định bởi độ dốc của đường đặc tính điều chỉnh của bộ điều chỉnh tốc độ.

Độ dốc của đường đặc tính điều chỉnh được định nghĩa theo biểu thức

$$K_F = -\frac{\Delta P_F}{P_{Fdm}} : \frac{\Delta f}{f_{dm}} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_F = P_F - P_{F0}; \Delta f = f - f_{dm}$$

$$\Delta P_F = -P_{Fdm}.K_F \frac{\Delta f}{f_{dm}} \quad (2.2)$$

Từ biểu thức trên ta nhận thấy rằng:

Ứng với cùng độ biến đổi tần số, nếu K_F càng lớn thì độ biến đổi công suất càng lớn, do đó khả năng ổn định tần số càng cao. Khi $K_F=\infty$, ta có đặc tĩnh á tĩnh có khả năng giữ vững tần số cao nhất. Tuy nhiên chỉ sử dụng tại một tổ máy phát, không sử dụng được khi nhiều tổ máy phát tham gia điều chỉnh tần số vì nó không đảm bảo sự phân bố công suất ổn định giữa các nhà máy điện, không đảm bảo độ chính xác điều tần. Độ dốc quá nhỏ tất nhiên không tốt vì máy phát điện sẽ ít nhạy cảm với sự biến đổi tần số.

Trong thực tế K_F có giá trị từ 15-25 đối với tuabin hơi và có giá trị từ 25-50 đối với tuabin thủy điện để độ dốc có thể điều chỉnh được trong phạm vi đã thiết kế

Ta có $$\frac{\Delta P_F}{P_{Fdm}} = -\frac{\Delta f}{f_{dm}} K_F = -\frac{\Delta f}{f_{dm}}.(15 \to 50) \quad (2.3)$$

Theo công thức trên, nếu tần số biến đổi 1% thì công suất biến đổi từ 50% đến 15%, sự biến đổi ngắn hạn và thường xuyên như vậy kéo theo sự hao tổn nhiên liệu không thể chấp nhận được trong thực tế đối với hệ thống điện. Chính vì thế nhiều hệ thống điện chỉ cho phép tần số dao động trong khoảng 0,1 đến 0,2 Hz tức 0,2 đén 0,4% đối với tần số định mức 50Hz, như vậy công suất phát chỉ dao động chung quanh công suất chỉ định P_{F0} trong khoảng 3 đến 20% công suất định mức.

Công suất chỉ định P_{F0} có thể thay đổi, điều đó ứng với tịnh tiến đặc tính điều chỉnh sang trái hoặc sang phải, ví dụ muốn tăng công suất chỉ định lên P_{F1} ở tần số định mức, phải chuyển dịch đặc tính điều chỉnh lên trên đến đường 2. Công việc này được thực hiện bằng tay hoặc bằng thiết bị điều chỉnh tần số.

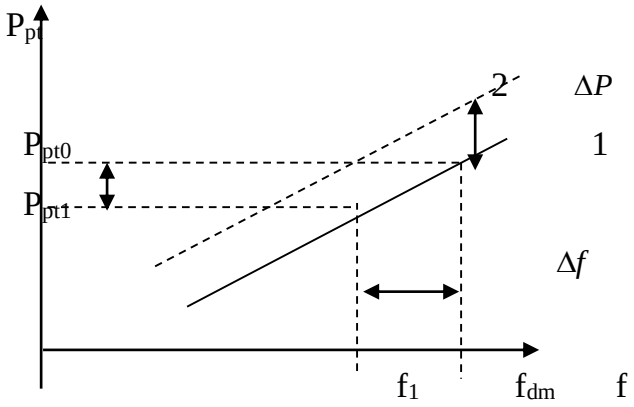
c. Đặc tính công suất theo tần số của phụ tải.

Khi số thiết bị dùng điện ở phụ tải không đổi thì công suất tác dụng do phụ tải tiêu thụ thực tế phụ thuộc vào tần số tuân theo "*đặc tính công suất của phụ tải*

theo tần số của phụ tải" gọi tắt là đặc tính tĩnh của phụ tải (theo hình vẽ). Gọi là đặc tính tĩnh vì nó chỉ đúng với sự biến đổi chậm của tần số.

Khi tần số f bằng tần số định mức f_{dm} , công suất yêu cầu của phụ tải bằng công suất thực dùng P_{pt0}, khi tần số giảm từ f_{dm} xuống f_1 thì công suất thực dùng giảm từ P_{pt0} xuống P_{pt1}.

Khi thay đổi số lượng thiết bị dùng điện, tức thay đổi công suất yêu cầu của phụ tải ở tần số định mức thì đặc tính tĩnh dịch chuyển song song (lên, xuống) theo tung độ, ví dụ ở tần số f_{dm}, nếu tăng công công suất yêu cầu của phụ tải lên ΔP thì sẽ có đặc tính số 2 trên hình vẽ.



Hình 2.4. Đặc tính tĩnh của phụ tải

Tóm lại, công suất yêu cầu và công suất thực dùng của phụ tải khác nhau, công suất yêu cầu là công suất mà phụ tải sẽ thực sử dụng nếu tần số là định mức, còn công suất thực dùng biến đổi tỷ lệ thuận với tần số.

Đặc tính tĩnh của phụ tải được đặc trưng bởi độ dốc K_{pt}

$$K_{pt} = \frac{\Delta P_{pt}}{P_{pt}} : \frac{\Delta f}{f_{dm}} \tag{2.4}$$

Trong đó:

P_{pt}: công suất yêu cầu của phụ tải ở tần số định mức

Từ biểu thức trên ta có:

$$\Delta P_{pt} = P_{pt} K_{pt} . \frac{\Delta f}{f_{dm}} \tag{2.5}$$

Độ dốc K_{pt} được xác định bằng thực nghiệm trong hệ thống điện và có giá trị trong khoảng: 1 đến 2,5

2.2.3. Quá trình điều chỉnh tần số

Quá trình điều chỉnh tần số gồm ba giai đoạn:

1. Điều chỉnh cấp 1 hay điều chỉnh tốc độ (điều chỉnh sơ cấp), do thiết bị tự động điều chỉnh tốc độ của máy phát thực hiện, giữ tần số ở giá trị chấp nhận được
2. Điều chỉnh cấp 2 hay điều chỉnh tần số, do điều độ viên thực hiện hoặc tự động thực hiện nhờ thiết bị tự động điều chỉnh tần số, đưa tần số về giá trị định mức hoặc trong miền độ lệch cho phép tùy thuộc hệ thống điều tần sử dụng
3. Điều chỉnh cấp 3 nhằm mục đích phân bố lại công suất giữa các nhà máy điện theo điều kiện kinh tế

Ngoài ra còn có điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố

a. Điều chỉnh cấp 1

- *Diễn biến quá trình điều chỉnh*

Điều chỉnh cấp 1 là quá trình biến đổi tức thời công suất phát khi công suất phụ tải thay đổi nhờ các bộ điều chỉnh tốc độ của các tuabin trong hệ thống.

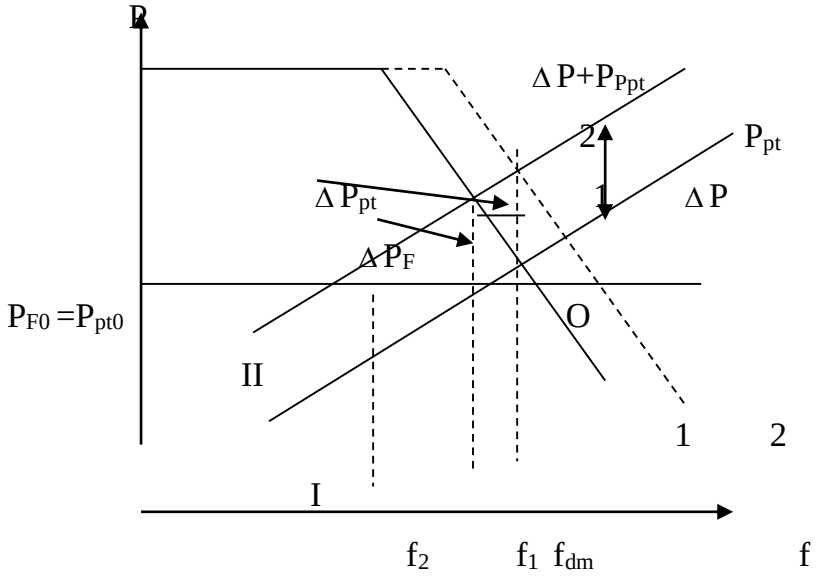
Xét hệ thống tối giản gồm một máy phát và một phụ tải. Để xét quá trình diễn biến, ta đặt đặc tính của máy phát và đặc tính tĩnh của phụ tải lên cùng một đồ thị. Giao điểm O giữa đặc tính ban đầu của máy phát (1) và đặc tính của phụ tải (I) ứng với công suất yêu cầu ban đầu P_{pt0} là điểm cân bằng công suất xác định chế độ xác lập của hệ thống điện ở tần số định mức

Giả thiết rằng công suất yêu cầu của phụ tải tăng thêm ΔP (đóng thêm một số thiết bị dùng điện có công suất yêu cầu là ΔP), ta có đặc tính mới của phụ tải (đường II ứng với $P_{pt} + \Delta P$.)

Phụ tải tăng lên làm cho tần số giảm đi và bộ điều tốc bắt đầu làm việc tăng công suất phát lên theo đặc tính điều chỉnh. ở điểm 1 ta có điểm cân bằng công suất mới ứng với tần số $f_1 < f_{dm}$. Sở dĩ tần số giảm vì thiết bị điều tốc chỉ có thể tăng thêm lượng công suất ΔP_F nhỏ hơn công suất yêu cầu ΔP. để thích nghi công suất thực dùng phải giảm đi một lượng

$$\Delta P_{pt} = -(\Delta P - \Delta P_F) \qquad (2.6)$$

(ΔP và ΔP_F luôn cùng dấu với nhau và ngược dấu với ΔP_{pt})



Hình 2.5. Sơ đồ quá trình điều chỉnh cấp 1

Như vậy quá trình điều chỉnh cấp 1 không cho phép phục hồi tần số ban đầu, nó chỉ làm cho tần số không giảm thấp hoặc không tăng quá giới hạn cho phép

- *Tính toán điều chỉnh cấp 1*

  Nội dung của tính toán điều chỉnh tần số cấp 1 bao gồm:

  - Xác định độ tăng giảm tần số có thể xảy ra khi phụ tải thay đổi
  - Tìm biện pháp kỹ thuật để tần số không ra khỏi phạm vi cho phép

Giả thiết hệ thống điện có n máy phát điện, mỗi máy phát có đặc tính điều chỉnh K_{Fi} và công suất định mức P_{Fdmi} (hoặc là công suất khả phát). Khi tần số giảm một lượng Δf, theo công thức đường đặc tính điều chỉnh tốc độ (2.3) ta xác định được công suất tăng thêm của tổ máy phát thứ i là:

$$\Delta P_{Fi} = -P_{Fdmi}.K_{Fi}.\frac{\Delta f}{f_{dm}} \tag{2.7}$$

Tổng công suất phát tăng lên của hệ thống là:

$$\Delta P_F = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{Fi} = -\frac{\Delta f}{f_{dm}} \sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi}.K_{Fi}$$

Đặt

$$P_{ht} = \sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi} \tag{2.8}$$

Thêm vào vế phải của biểu thức trên P_{ht} / P_{ht} ta được

$$\Delta P_F = -\frac{\Delta f}{f_{dm}}.P_{ht}.\frac{\sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi}.K_{Fi}}{P_{ht}}$$

Đặt

$$K_{Fht} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi}.K_{Fi}}{P_{ht}} \quad (2.9)$$

Là độ dốc của đường đặc tính điều chỉnh chung của nguồn điện trong hệ thống, ta có đặc tính điều chỉnh tốc độ chung của nguồn điện là:

$$\Delta P_F = -P_{ht}.K_{Fht}.\frac{\Delta f}{f_{dm}} \quad (2.10)$$

Chú ý rằng trong biểu thức (2.9), tổ máy nào không có khả năng điều chỉnh tốc độ thì K_F của nó bằng không.

Giá trị độ dốc của đặc tính điều chỉnh chung của nguồn điện tính theo chiều tăng và giảm của tần số khác nhau, vì có những tổ máy không thể tăng công suất hoặc không thể giảm công suất do đã làm việc ở công suất định mức hoặc ở công suất tối thiểu.

Từ (2.6) ta có:

$$\Delta P = \Delta P_F - \Delta P_{pt}$$

Thay ΔP_F theo (2.9) và ΔP_F theo (2.5) vào công thức trên ta được:

$$\Delta P = -P_{ht}.K_{Fht}.\frac{\Delta f}{f_{dm}} - P_{pt}.K_{pt}.\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta f}{f_{dm}}(P_{ht}.K_{Fht} + P_{pt}.K_{pt}) \quad (2.11)$$

Nhân vế phải cho P_{pt}/P_{pt} và đưa vào khái niệm độ dự trữ công suất K_{dt}

$$K_{dt} = \frac{P_{ht}}{P_{pt}} \quad (2.12)$$

Ta có:

$$\Delta P = -P_{pt}.(K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt}).\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -P_{pt}.K_{ht}.\frac{\Delta f}{f_{dm}} \quad (2.13)$$

Gọi $K_{ht} = K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt}$ (2.14)

Là độ dốc của đường đặc tính điều chỉnh tốc độ của toàn hệ thống.

Độ lệch tần số của hệ thống được xác định như sau:

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{dt.}K_{Fht} + K_{pt}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{ht}} \quad (2.15)$$

Ví dụ 1:

Cho độ dốc của đặc tính điều chỉnh chung của nguồn điện trong hệ thống là K_{Fht}=18,độ dốc đường đặc tính phụ tải, K_{pt}=2, độ dự trữ công suất củ hệ thống là K_{dt}=1,05 và giả thiết rằng tất cả các máy phát trong hệ thống đều có thể thay đổi công suất về 2 phía thì khi phụ tải biến đổi 10% thì tần số biến đổi bao nhiêu phần trăm?

Giải:

Theo biểu thức (2.14) có:

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{ht}} = -10.\frac{1}{20,9} = 0,48$$

Trong đó: $K_{ht} = K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt}$ = 1,05.18+2=20,9

Như vậy ta thấy nếu phụ tải biến đổi 10% thì tần số biến đổi 0,48%

Nếu chỉ có thể tăng công suất ở các tổ máy có tổng công suất bằng 25% tổng công suất nguồn thì $K_{Fht} = 0,25.18 = 4,4$ và $K_{ht} = 1,05.4,5 + 2 = 6,725$

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{ht}} = -10.\frac{1}{6,725} = 1,48$$

Có nghĩa là công suất phụ tải biến đổi 10% thì tần số biến đổi 1,48%

Nếu tất cả các máy phát điện đều không thể tăng công suất thì $K_{ht} = K_{pt}$=2, tức là nếu không có điều tốc thì khi phụ tải tăng 10%, tần số giảm 5%

Ví dụ 2:

Hệ thống điện gồm 6 tổ máy, trong đó có 3 tổ máy có P_{Fdm}=100MW với K_F =15,3 và ba tổ máy còn lại có P_{Fdm}=200MW, K_F=15. Phụ tải có công suất P_{pt}=700MW và K_{pt}=1,5. Tính điều chỉnh sơ cấp khi phụ tải tăng thêm 70 MW, sao cho tần số không vượt quá ±0,2 Hz so với tần số định mức.

Giải:

Trước tiên tính dự trữ công suất:

$$K_{dt} = \frac{P_{ht}}{P_{pt}} = \frac{(3.100 + 3.200)}{700} = 1,286$$

Tính K_{Fht}:

$$K_{Fht} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi}.K_{Fi}}{P_{ht}} = \frac{(3.100.15 + 3.200.15)}{900} = 15$$

Khi phụ tải tăng thêm 70MW thì tần số giảm theo một lượng tính theo công thức (2.14)

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{ht}} \rightarrow \Delta f = -\frac{\Delta P.f_{dm}.1}{P_{pt}(K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt})} = -\frac{\Delta P.f_{dm}}{P_{pt}.K_{ht}} = -\frac{70.50}{700(1,286.15 + 1,5)} = -0,2405\,Hz$$

Giá trị này của Δf thấp hơn giá trị cho phép, do đó cần có biện pháp khắc phục. Chẳng hạn có thể tăng độ dốc của các tổ máy 200MW lên 20, khi đó

$$K_{Fht} = \frac{(3.100.15 + 3.200.20)}{900} = 18,33$$

Và

$$\Delta f = -\frac{70.50}{700.(1,286.18,33 + 1,5)} = -0,1994$$

Sau khi điều chỉnh sơ cấp, mỗi tổ máy 200MW sẽ phát thêm một lượng công suất

$$\Delta P_F = -P_{Fdm}.K_F \frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\left[(200.20.(-0,1994)\right]}{50} = 15,592\,MW$$

Tổ máy 100MW phát thêm:

$$\Delta P_F = -P_{Fdm}.K_F \frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\left[(100.15.(-0,1994)\right]}{50} = 5,982\,MW$$

Đây là công suất phát thêm tạm thời do tần số giảm. Khi tần số tăng lên định mức do điều chỉnh tần số ở các tổ máy khác thì các tổ máy này lại phát công suất như cũ. Muốn tăng công suất các tổ máy này lên cố định như đã tính ở trên thì phải sử dụng biện pháp tăng nhờ điều chỉnh tần số

Ví dụ 3:

Hệ thống điện có phụ tải P_{pt} =1260MW, K_{pt}=1,5, phụ tải giảm đột nhiên 60 MW. Tính độ lệch tần sô khi không có điều chỉnh tốc độ và khi hệ thống có dự trữ quay 240MW, có diều tốc với K_{Fht}=20 (nếu tất cả các tổ máy đều có thể có điều tốc). Cho rằng chỉ có 80% công suất phát tham gia điều tốc:

Giải:

Khi không có điều tốc:

Theo (2.14) có:

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P_{pt}}{K_{ht}.P_{pt}} = -\frac{-60}{1,5.1260} \rightarrow \Delta f = -\frac{-60.f_{dm}}{1,5.1260} = -\frac{-60.50}{1,5.1260} = 1,587\,Hz$$

Với chú ý rằng $K_{ht} = K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt} = K_{pt}$ do $K_{Fht}=0$

Khi có điều tốc:

Tổng công suất đặt của hệ thống bao gồm cả dự trữ quay là:

$$1260+240=1500MW$$

$$K_{dt} = \frac{P_{ht}}{P_{pt}} = \frac{1500}{1260} = 1{,}19$$

$$K_{Fht} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{Fdmi}.K_{Fi}}{P_{ht}} = \frac{80.20}{100} = 16$$

$$\frac{\Delta f}{f_{dm}} = -\frac{\Delta P}{P_{pt}}.\frac{1}{K_{ht}} \rightarrow \Delta f = -\frac{\Delta P.f_{dm}.1}{P_{pt}(K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt})} = -\frac{\Delta P.f_{dm}}{P_{pt}.K_{ht}} = -\frac{-60.50}{1260(1{,}19.16 + 1{,}5)} = 0{,}116Hz$$

b. Điều chỉnh cấp 2

- *Diễn biến của quá trình điều chỉnh:*

Điều chỉnh cấp 2 là quá trình tăng công suất của máy phát điện điều tần lên để đưa tần số trở về định mức (hoặc khi phụ tải giảm thì giảm công suất phát), thực hiện bằng tay hoặc tự động. Tăng công suất phát được thực hiện bằng cách tăng thêm hơi vào tuabin hoặc mở rộng thêm cửa nước của nhà máy thủy điện. Đó chính là quá trình chuyển dịch đặc tính công suất phát đến đường (2) trên đồ thị , ở đây tần số $f_{đm}$ được khôi phục, công suất phụ tải yêu cầu tăng thêm (hoặc giảm đi) một lượng ΔP được đáp ứng hoàn toàn

Quá trình điều chỉnh cấp 2 tự động được thực hiện trong khoảng từ 30 đến 40 giây

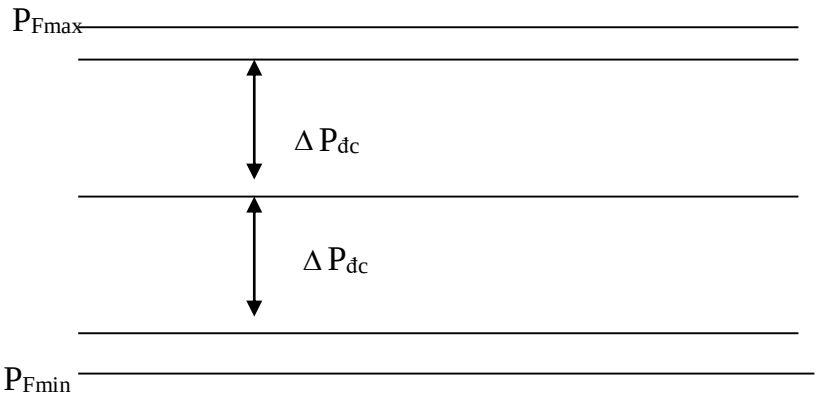
Trong hệ thống điện nhỏ thường chỉ có một hoặc một vài tổ máy làm nhiệm vụ điều tần, còn các máy phát khác có đặt tự động điều chỉnh tốc độ thì chỉ tham gia điều chỉnh cấp 1, khi phụ tải tăng, các nhà máy này tạm thời tăng công suất nhờ điều chỉnh tốc độ. Sau khi quá trình điều tần bắt đầu, tần số tăng lên thì các tổ máy này lại tự động giảm công suất phát. Khi quá trình điều tần kết thúc thì các tổ máy này lại phát công suất như trước khi có sự tăng yêu cầu của phụ tải, toàn bộ công suất yêu cầu thêm sẽ do nhà máy có điều tần đảm bảo. Khi yêu cầu của phụ tải giảm, quá trình xảy ra cũng tương tự, các tổ máy có điều chỉnh tốc độ tạm thời giảm công suất phát để giữ tần số. Sau quá trình điều chỉnh tần số chúng lại phát công suất lại như cũ, chỉ tổ máy điều tần giảm công suất để đáp ứng sự sụt giảm của phụ tải.

Nếu tất cả các tổ máy đều có bộ tự động điều chỉnh tần số thì trong các điều kiện nhất định có thể kết hợp điều tần và phân bố tối ưu công suất. Nếu không thì điều chỉnh cấp 3 sẽ phải thực hiện bằng tay khi điều chỉnh cấp 2 hoàn thành.

- *Tính toán điều chỉnh thứ cấp (cấp 2)*

Để có thể điều chỉnh tần số, tổ máy điều tần phải luôn có phạm vị điều chỉnh công suất $\Delta P_{đc}$ đủ lớn về cả hai phía, nghĩa là công suất phát P_F phải thỏa mãn điều kiện:

$$P_{F\max} - P_F \rangle \Delta P_{dc}$$
$$P_F - P_{F\min} \rangle \Delta P_{dc}$$



Hình 2.6. Sơ đồ giới hạn công suất của tổ máy

Trong P_{Fmax} và P_{Fmin} là giới hạn công suất của tổ máy.

Tốc độ điều chỉnh công suất của tổ máy phải đáp ứng được tốc độ biến thiên của phụ tải tổng của hệ thống điện.

Phạm vi điều chỉnh được xác định theo điều kiện sau:

Khi phụ tải tổng của hệ thống điện biến đổi nhanh nhất, phạm vi điều chỉnh phải đảm bảo duy trì tần số trong giới hạn cho phép, cho đến khi điều độ viên kịp thi hành các biện pháp tăng công suất của các nhà máy, khôi phục lại phạm vi điều chỉnh. Thời gian này ước chừng 10 phút.

- *Phạm vi điều chỉnh gồm hai phần:*

- Phần điều chỉnh trong điều chỉnh sơ cấp, đó là công suất biến đổi do điều chỉnh tốc độ $\Delta P'_{đc}$ (vì tổ máy điều tần cũng tham gia vào quá trình điều tốc ban đầu).
- Phần thứ hai là phạm vi cần thiết cho điều chỉnh cấp 2; $\Delta P''_{đc}$

Theo (2.3) $\Delta P_F = -P_{Fdm}.K_F \dfrac{\Delta f}{f_{dm}}$ ta có $\Delta P'_{dc} = -P_{Fdm}.K_F.\dfrac{\Delta f_{cp}}{f_{dm}}$

Trong đó:

$P_{Fđm}$, và K_F : công suất định mức và độ dốc của tổ máy điều tần (hoặc nhà máy điều tần).

Δf_{cp}: trị tuyệt đối của độ lệch tần số cho phép.

Nếu thay: $P_{Fđm} = m.P_{ht} = m.K_{dt}.P_{pt} \rightarrow \Delta P_{dc}^{'} = -P_{pt}.m.K_{dt}.K_F.\dfrac{\Delta f_{cp}}{f_{dm}}$ (2.16)

Độ dốc đường đặc tính của tổ máy phát điều tần thường cao hơn độ dốc đường đặc tính các tổ máy phát còn lại để trong điều chỉnh sơ cấp, tổ máy điều tần nhận nhiều phụ tải hơn các tổ máy khác.

Thành phần $\Delta P^{''}_{đc}$ được xác định gần đúng theo biểu thức:

$$\Delta P_{dc}^{''} = n.P_{pt} - P_{pt}.(1+n).(K_{dt}.K_{Fht} + K_{pt}).\frac{\Delta f_{cp}}{f_{dm}} \quad (2.17)$$

Trong đó n là tốc độ biến thiên tương đối lớn nhất của phụ tải trong thời gian 10 phút; n thường lấy bằng 0,05, nghĩa là phụ tải tăng 5% trong 10 phút. Thành phần thứ nhất của vế phải là công suất yêu cầu thêm trong 10 phút. Thành phần thứ hai của vế phải là phần công suất tăng thêm của hệ thống ở tần số cho phép do điều tốc. Tổ máy điều tần phải đảm bảo phần còn thiếu để giữ tần số trong phạm vi cho phép. Sau đó ta có:

$$\Delta P_{đc} = \Delta P^{'}_{đc} + \Delta P^{''}_{đc} \quad (2.18)$$

Ví dụ 4:

Xác định phạm vi điều chỉnh cần thiết của tổ máy điều tần với các điều kiện:

f_{cf} = 0,1 Hz; $K_F = K_{Fht}$ =10; K_{pt} =1; K_{dt} =1,05; n = 0,05; m = 0,1

Giải:

Theo biểu thức (2.15) phần điều chỉnh sơ cấp ta có:

$$\Delta P_{dc}^{'} = P_{pt}.0{,}1.1{,}05.10.\frac{0{,}1}{50} = 0{,}002P_{pt}$$

$$\Delta P_{dc}^{''} = 0{,}05.P_{pt} - P_{pt}.(1+0{,}05).(1{,}05.10+1)\frac{0{,}1}{50} = 0{,}026P_{pt}$$

Theo biểu thức (2.16) ta có:

Theo biểu thức (2.17): $\Delta P_{đc} = \Delta P^{'}_{đc} + \Delta P^{''}_{đc}$

$\Delta P_{đc}$ = (0,002+0,026). P_{pt} =0,028.P_{pt}

Tức là cần có phạm vi điều chỉnh 2,8% phụ tải của hệ thống điện . Nếu một tổ máy không đủ khả năng đảm bảo phạm vi điều chỉnh thì phải dùng hai hoặc nhiều tổ máy làm nhiệm vụ điều chỉnh tần số .

c. Điều chỉnh cấp 3

Mục đích của điều chỉnh cấp 3 là phân bổ lại công suất theo điều kiện tối ưu.

Chúng ta biết rằng khi xảy ra dao động công suất phụ tải, hệ thống điện phải làm hai nhiệm vụ:

- Thay đổi công suất phát của các nhà máy điện để duy trì tần số ở mức bình thường
- Giữ được phân bố công suất giữa các tổ máy theo điều kiện tối ưu, cho chi phí sản xuất nhỏ nhất.

Quá trình phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy gọi là quá trình điều chỉnh cấp 3.

(Quá trình điều chỉnh cấp 3 dựa trên cơ sở vận hành kinh tế hệ thống điện)

d. Điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố

Khi xảy ra sự cố hư hỏng các máy phát, tần số có thể giảm ngoài sự kiểm soát của hệ thống điều chỉnh tần số, gây nguy hiểm cho hệ thống điện. Một sự cố nào đó có thể lan rộng và có thể dẫn đến một phần của hệ thống điện bị tách ra và trở thành cô lập, nếu công suất phát không đủ, tần số sẽ bị giảm thấp. Sự giảm tần số có thể dẫn đến hai vấn đề nghiêm trọng đối với các tổ máy nhiệt điện:

- Nguy hiểm cho các cánh của tuabin do dao động. Do đó tần số nhỏ hơn 48,5 Hz chỉ được kéo dài không quá 60 giây
- Năng suất của các thiết bị tự dùng có hệ thống động lực là các động cơ điện bị giảm thấp do sự giảm năng suất của các máy bơm nước và các quạt gió. Theo quy định tần số không được giảm đến 45 Hz, còn giảm đến 47 Hz chỉ được phép kéo dài đến 20 giây

Để giữ tần số trong trường hợp này cần phải thực hiện sa thải phụ tải, sách lược sa thải phụ tải khác nhau đối với mỗi hệ thống, tuy nhiên có ba loại sa thải phụ tải cơ bản:

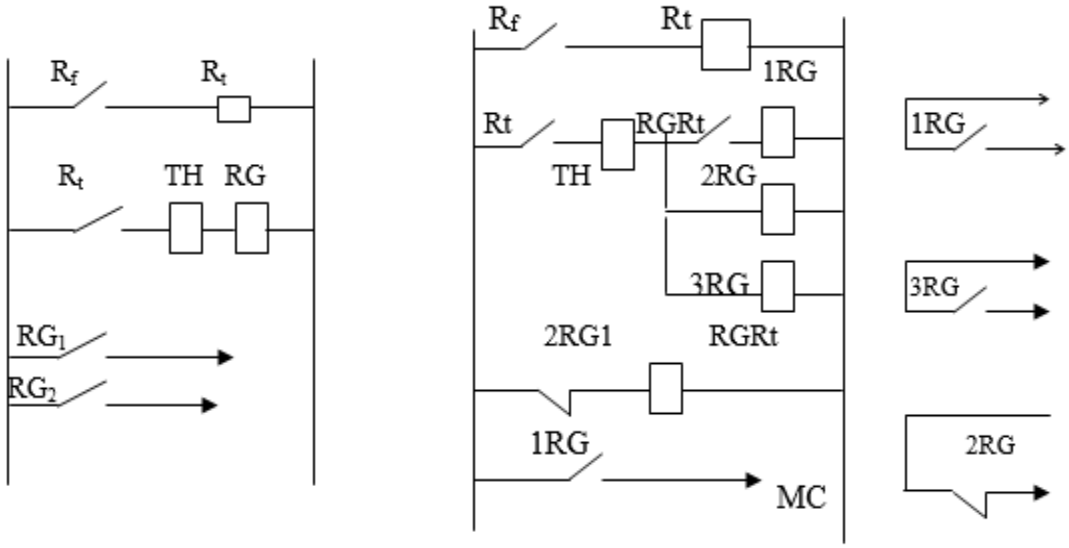
- Loại 1 có tổng công suất phải cắt bằng công suất thiếu cao nhất có thể, chia đều ra nhiều đợt cắt, bắt đầu xa thải phụ tải từ 49 Hz cho đến 46,5 Hz, các đợt cách nhau 0,1Hz

- Loại 2, cũng chia làm nhiều đợt, chỉnh định ở tần số 49,2Hz, có độ trễ về thời gian mỗi đợt cách nhau từ 5 đến 10 giây, đợt cuối 60 giây làm nhiệm vụ đưa tần số lên cao hơn 49,2 Hz, sau khi loại 1 đã cắt , công suất cần cắt của loại 2 bằng 40% loại 1

- Loại 3 là loại sẽ tác động nếu loại 1 không ngăn cản được nguy cơ giảm tần số xuống dưới 45 Hz, hoặc có nguy cơ xảy ra suy điện áp trong một phần nào đó của hệ thống điện. Loại này được chỉnh định không theo dấu hiệu giảm tần số mà theo kết quả của nó là sự giảm quá mức của tần số kết hợp với sự giảm thấp của điện áp.

Phụ tải được đóng trở lại khi tần số được khôi phục đến 49,2 Hz , lần lượt theo loạt cách nhau không nhỏ hơn 5 giây, sa thải phụ tải được thực hiện nhờ các rơ le tần số. Phụ tải được chọn cắt theo điều kiện kinh tế-xã hội. Phụ tải mà khi mất điện bị thiệt hại kinh tế-xã hội ít sẽ phải cắt trước

Việc sa thải phụ tải tự động được thực hiện cơ cấu tự động sa thải phụ tải theo tần số có sơ đồ nguyên lý như sau:



(a) (b)

Sơ đồ (a) – Sơ đồ tự động sa thải phụ tải không có tự động đóng lại.

Sơ đồ (b)- Sơ đồ tự động sa thải phụ tải theo tần số có tự động đóng lại

Hình 2.7. Sơ đồ tự động sa thả phụ tải

Khi tần số giảm quá giá trị khởi động, rơ le tần số đóng tiếp điểm Rf của mình, cấp điện cho rơ le thời giảm Rt, sau một khoảng thời gian trễ rơ le Rt đóng tiếp điểm cấp nguồn cho rơ le trung gian RG và rơ le tín hiệu TH. Rơ le RG đóng tiếp điểm cấp

nguồn cho cuộn máy cắt của nhóm phụ tải ít quan trọng, đồng thời tiếp điểm thứ 2 của nó đưa tín hiệu đi khóa tự động đóng lập lại để sau khi cơ cấu tự động sa thải phụ tải tác động, phụ tải sẽ không được đóng lại nữa

Khi tần số giảm quá trị số khởi động, rơ le tần số sẽ đóng tiếp điểm R_f để đóng cuộn dây của rơ le thời gian R_t vào mạch, sau một khoảng thời gian xác định, rơ le R_t đóng tiếp điểm cấp nguồn cho các rơ le trung gian 1RG, 2RG và 3 RG. Rơ le 1RG sẽ cắt máy cắt, rơ le 2RG sẽ cắt nguồn thao tác của mạch tự động đóng lại để cho TĐL chỉ đợi sau khi tần số được khôi phục. Đồng thời tiếp điểm thứ 2 của rơ le 2RG cũng cắt mạch của rơ le RGRt. Sau khoảng thời gian 0,8-1 giây rơ le này sẽ mở tiếp điểm RGRt ngắt mạch của rơ le 1RG để cắt xung đến máy cắt. Điều đó cho phép đóng bằng tay máy cắt đã cắt trong trường hợp tiếp điểm của rơ le tần số đóng quá lâu vì nguyên nhân nào đó. Rơ le 3RG sẽ thay đổi nấc trở về của rơ le tần số. Tự động đóng lại chỉ có thể thực hiện sau khi tiếp điểm của rơ le tần số đã mở, tức là sau khi tần số được khôi phục và rơ le 2RG trở về trạng thái ban đầu.

2.3. Điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam

2.3.1. Quy định điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam

" Quy trình xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia" quy định điều chỉnh tần số như sau:

a.Quy định về giá trị tần số và độ lệch tần số khi vận hành

- Tần số HTĐ Quốc gia phải luôn luôn duy trì ởmức 50Hz với sự dao động ±0,2Hz. Trường hợp HTĐ chưa ổn định, cho phép làm việc với độ lệch tần số ±0,5Hz
- Tất cả các tổ máy trong hệ thống điện Việt Nam có đặc tính điều chỉnh được đặt với độ dốc 4%. Việc đặt cùng độ dốc nhằm phân bố công suất phụ tải cho các tổ máy theo khả năng phát của các tổ máy đó

b.Quy định điều chỉnh tần số sơ cấp và thứ cấp

- Điều chỉnh tần số sơ cấp là quá trình điều chỉnh tức thời được thực hiện bởi số lượng lớn các tổ máy có bộ phận điều chỉnh công suất tua bin theo sự biến đổi của tần số
- Điều chỉnh tần số thứ cấp là quá trình điều chỉnh tự động tiếp theo của điều chỉnh tần số sơ cấp thực hiện bởi một số các tổ máy phát được quy định cụ thể nhằm đưa tần số trở lại giá trị định mức

c. Phân cấp điều chỉnh tần số hệ thống điện quốc gia

- .Điều chỉnh tần số cấp I là điều chỉnh của bộ điều chỉnh công suất của các tổ máy phát điện đã được quy định trước nhằm duy trì tần số HTĐ ở mức 50±0,2Hz
- Điều chỉnh tần số cấp II là điều chỉnh của bộ điều chỉnh công suất của các tổ máy phát điện đã được quy định trước nhằm đưa tần số về giới hạn 50±0,5Hz
- Điều chỉnh tần số cấp III là điều chỉnh bằng sự can thiệp của kỹ sư điều độ HTĐ để đưa tần số HTĐ vận hành ổn định theo quy định hiện hành và đảm bảo phân bố kinh tế công suất các nhà máy điện

Theo quy định điều chỉnh tần số thì các tổ máy làm nhiệm vụ điều tần cấp I phải điều chỉnh công suất phát để giữ tần số nằm trong phạm vi 50±0,2Hz.Các tổ máy không có nhiệm vụ điều chỉnh tần số thì được phát theo mức tải nền với vùng điều chỉnh của bộ điều chỉnh tần số là 50±0,5Hz

Trong hệ thống chỉ có nhà máy thuỷ điện Hoà Bình là có trang bị bộ điều chỉnh công suất theo nhóm, nhằm phân bố đều công suất cho các tổ máy đang vận hành khi điều chỉnh tần số hệ thống

Khi tần số giảm xuống dưới 49,5Hz mà đã hết khả năng điều chỉnh của các nhà máy điện điều tần cấp I và II thì Kỹ sư điều độ HTĐ quốc gia phải ra lệnh khởi động thêm các tổ máy đang ở trạng thái dự phòng.việc lựa chọn tổ máy huy động phải xét đến khả năng đáp ứng nhanh của tổ máy và tính tối ưu khai thác nguồn trong HTĐ.

Trong trường hợp tần số vẫn tiếp tục giảm, đe doạ đến hoạt động ổn định của HTĐ quốc gia sẽ phải sa thải phụ tải theo quy định/

Khi tần số giảm xuống dưới 49 Hz (trường hợp sự cố) thì hệ thống tự động chống sự cố, hệ thống sa thải phụ tải sẽ tiến hành các đợt cắt phụ tải tuỳ theo độ giảm và tốc độ giảm tần số nhằm đưa tần số HTĐ về tần số định mức.

Ngược lại, trong trường hợp tần số hệ thống lớn hơn 50,5 Hz, kỹ sư điều độ HTĐ quốc gia có quyền ra lệnh ngừng phát dự phòng một số tổ máy, sau khi xét đến an toàn của hệ thống, tính kinh tế, điều kiện kỹ thuật và khả năng huy động lại các tổ máy dự phòng này.

2.3.2.Tự động điều khiển phát điện (AGC)

Theo thiết kế dự án SCADA/EMS của trung tâm Điều độ HT điện quốc gia, các nhà máy thuỷ điện Hoà Bình và Trị An do chức năng AGC (Automatic Generation Control) điều khiển.

a. Mục đích của AGC

- Đưa tần số về giá trị định mức.
- Điều chỉnh trào lưu công suất giữa các khu vực theo một kế hoạch xác định.
- Phân bố lại lượng công suất thay đổi trong số các máy phát nhằm tối thiểu chi phí vận hành.

b. Nguyên tắc làm việc của hệ thống AGC

Tín hiệu vào của hệ thống AGC bao gồm:

- Trào lưu công suất trên mạch liên kết
- Độ lệch tần số của hệ thống
- Độ lệch thời gian

Từ các tín hiệu đầu vào ở trên, chức năng của AGC sẽ tính toán xác định lỗi điều khiển khu vực ACE, sau đó căn cứ vào hệ số tham gia điều khiển của các tổmáy trong AGC để phát xung tăng / giảm đến các tổmáy tương ứng. Khi lỗi điều khiển khu vực ACE về không hoặc đổi dấu thì AGC sẽ phát xung điều khiển các tổ máy trở về điểm làm việc cơ bản do chức năng vận hành kinh tế đưa ra. Chức năng tính toán vận hành kinh tế cũng được thực hiện trong thời gian thực với chu kỳ 5 phút/lần.

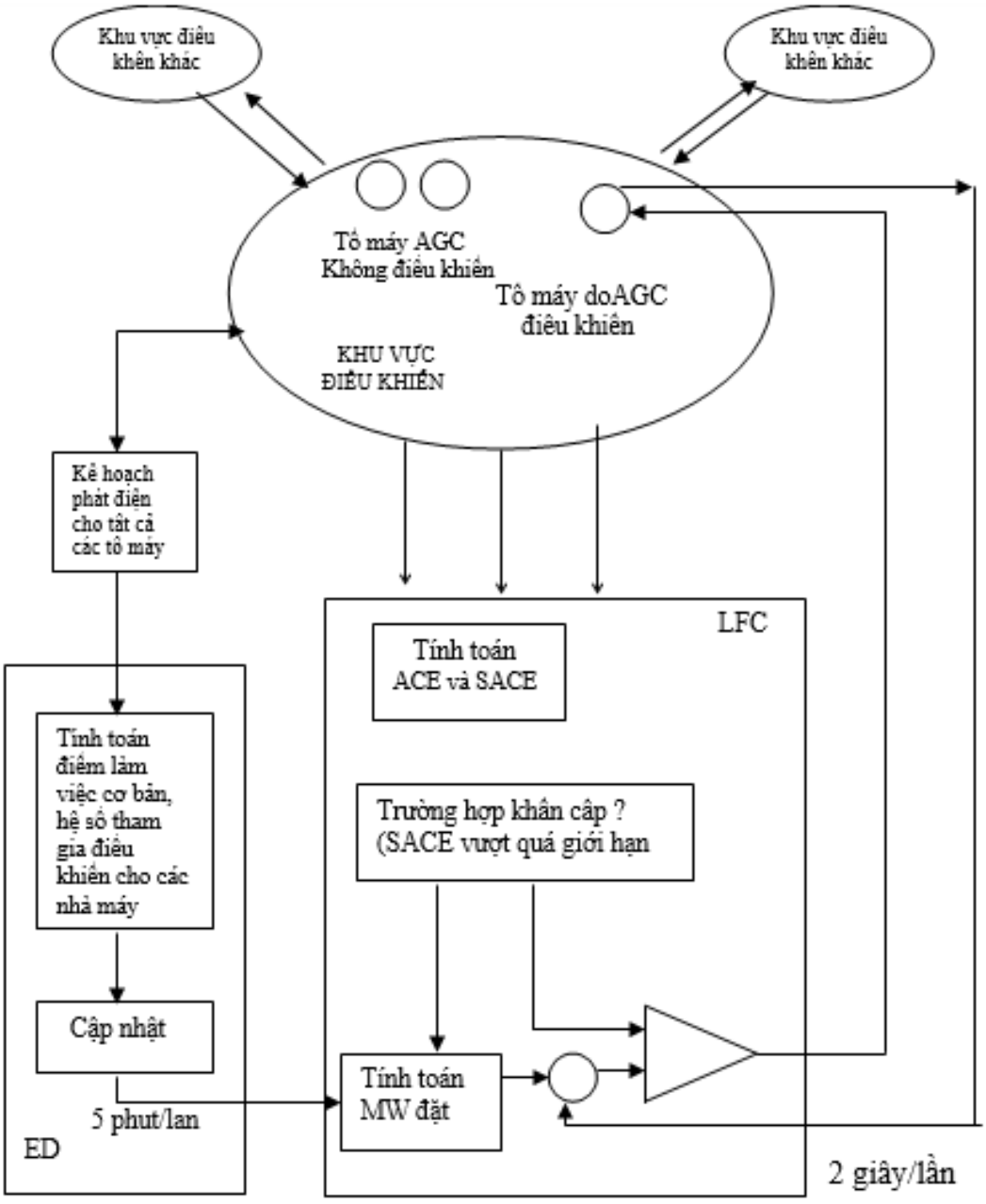
c. Các trạng thái vận hành của AGC

ON=AGC đang hoạt động bình thường

TOUT=AGC đang bị time out do một trong các nguyên nhân:

- ACE được tính theo phương pháp cố định công suất trao đổi giữa các khu vực, và tất cả các nguồn đo xa MW của tối thiểu một đường dây liên kết bị phát hiện là đang do xa bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu:

Sơ đồ hệ thống AGC cho hệ thống điện



Hình 2.8. Sơ đồ hệ thống AGC

- ACE được tính theo phương pháp cố định công suất trao đổi giữa các khu vực , và tất cả các nguồn đo xa MW của tối thiểu một đường dây liên kết bị phát hiện là đang do xa bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu
- ACE được tính toán theo phương án giữ tần số không đổi (CF), hoặc giữ tần số không đổi có hiệu chỉnh thời gian hoặc Tie line bias, và độ lệch tần số đo dược bị phát hiện là đang đo xa bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu,nhập vào bằng tay hoặc vượt ngưỡng cảnh báo của AGC

- ACE được tính toán theo phương pháp Tie line Bias hoặc giữ tần số không đổi với phương pháp hiệu chỉnh thời gian và thời gian đo được đang bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu, nhập vào băng tay
- Không có tổ máy nào đang được điều khiển,có nghĩa là không có tổ máy nào vận hành BASELOAD, RAMP, BASELOAD và REGULATING, SCHEDULE, ECONOMIC hoặc AUTOMATIC.
- Có tổ máy đang vận hành ở phương thức BASELOAD và REGULATING, nhưng không có tổ máy nào vận hành ở phương thức AUTOMATIC.

SUSP=AGC bị dừng, nhưng vẫn thực hiện chức năng giám sát điều khiển nguồn
Chú ý: Phương pháp tính toán lỗi điều khiển khu vực.

Phương pháp tính toán lỗi điều khiển khu vực (ACE) xác định cách tính lỗi điều khiển khu vực. Có 6 phương pháp tính toán.

- Giữ tần số không đổi(CF)=AGC điều khiển máy phát để giữ tần số không đổi ở giá trị mong muốn.
- Giữ công suất trao đổi không đổi.
- Tie line Bias (TLB)=Phương pháp này kết hợp hai phương pháp trên =AGC điều khiển phát điện để duy trì cả công suất trao đổi giữa các khu vực và tần số hệ thống ở giá trị định trước.
- Tie line Tie Bias (TLTB) = Phương pháp này kết hợp phương pháp TLB và hiệu chỉnh thời gian. AGC điều khiển để duy trì công suất trao đổi, tần số hệ thống và thời gian hệ thống ở giá trị định trước.
- Giữ tần số không đổi với hiệu chỉnh thời gian (CFT) = AGC điều khiển phát điện để giữ tần số ở giá trị định trước.

d. Các chế độ làm việc của tổ máy AGC

Các phương thức vận hành dưới đây chỉ ra trạng thái điều khiển của từng tổ máy phát có thể điều khiển:

- UNAV (UNAVALLBLE) - ở phương thức này, tổ máy đang dừng không thể vận hành được. Tổmáy không thể điều khiển bằng AGC được. Chỉ có nhân viên vận hành tổ máy có thể chuyển tổ máy từ phương thức này sang phương thức AVAL và ngược lại.

- AVAL (AVAILBLE) - ở phương thức này, tổ máy đang off-line, có nghĩa là các máy cắt nối máy phát vào lưới điện ở trạng thái mở,hoặc công suất phát ra của tổ máy thấp hơn ngưỡng tối thiểu có thể thay đổi do người lập trình/kỹ sư nhưng khi cần cũng thể chọn chế độ on-line.
- MANL (MANUAL) - ở phương thức này, tổ máy phát on-line, nhưng không do AGC điều khiển. Tổ máy phát do AGC tự động chuyển vào phương thức vận hành này do một trong các điều kiện sau:

- Khi tổ máy đang ở phương thức AVAIL và phát ra công suất vượt qua ngưỡng sai lệch lệch tối thiểu.
- Khi phát hiện ra tổ máy không đáp ứng theo lệnh điều khiển, có nghĩa là tổ máy không bám theo điều khiển.
- Khi AGC ở trạng thái dừng hoạt động lâu hơn một thời gian có thể thay đổi bởi người lập trình/kỹ sư và sau đó lại đưa về trạng thái vận hành ON.
- Khi AGC điều khiển tổ máy phát đo được đang ở trạng thái đo xa lỗi, ngừng quét dữ liệu hoặc nhập giá trị bằng tay.
- Khi trạng thái điều khiển tổ máy thay đổi từ REMOTE sang LOCAL

- MAND(MANUAL-DISPATCH)- ở phương thức này, tổ máy phát on-line, nhưng không do AGC điều khiển, điểm vận hành cơ sở do choc năng vận hành kinh tế (ED) đưa ra.
- AUTO (AUTOMATIC) – ở phương thức này, tổ máy do AGC điều khiển với mức tải dựa trên điểm cơ sở vận hành kinh tế do choc năng vận hành kinh tế đưa ra, và tham gia vào việc điều chỉnh lỗi khu vực theo hệ số điều chỉnh.
- BASE (BASELOAD)-ở phương thức này, tổ máy điều khiển ở điểm vận hành do người vận hành nhập và chuyển đến điểm cơ sở với tốc độ lớn nhất.Tổ máy lúc này do AGC điều khiển nhưng không tham gia vào điều khiển lỗi khu vực.
- BREG (BASELOAD AND REGULATING) – ở phương thức này tổ máy vận hành giống như phương thức vận hành BASE ngoài ra nó còn tham gia vào việc điều chỉnh lỗi điều khiển khu vực theo hệ số tham gia trong giới hạn phạm vi điều chỉnh do người vận hành nhập vào. Khi ACE được giảm về không, AGC chuyển tổ máy trở về điểm vận hành cơ bản.

- RAMP (RAMP) - ở phương thức này, tổ máy sẽ do AGC điều khiển chuyển đến điểm vận hành cơ bản do người vận hành nhập vào dựa trên cơ sở thời gian bắt đầu thay đổi, tốc độ thay đổi, và chế độ phát. Khi đồng hồ thời gian bằng với thời gian bắt đầu thay đổi công suất định trước, AGC sẽ thay đổi chế độ phát đến mức mong muốn ở tốc độ thay đổi do người vận hành xác định. Khi máy phát cần điều chỉnh đạt đến mức yêu cầu, AGC sẽ tự động chuyển tổ máy sang phương thức BASE.
- PUMP (PUMP) - ở phương thức này chỉ áp dụng cho tổ máy thuỷ điện. Khi tổ máy ở phương thức hoạt động khác (trừ UNAV) sẽ tự động chuyển sang phương thức PUMP khi công suất thực tế nhỏ hơn ngưỡng âm. Phương thức điều khiển tổ máy sẽ tự động chuyển từ phương thức PUMP sang MANL khi công suất phát thực tế vượt ngưỡng tối thiểu on-line. Tổ máy ở phương thức điều khiển này nhận công suất từ hệ thống và không do AGC điều khiển.
- ECON (ECONOMIC) – ở phương thức này, AGC điều khiển công suất phát ra từ tổ máy ở điểm vận hành kinh tế cơ sở. Điểm vận hành kinh tế cơ sở do chức năng vận hành kinh tế tính ra và được dùng nếu tổ máy ở phương thức vận hành LOCAL,AGC giới hạn công suất tổ máy trong giới hạn điều chỉnh. Người vận hành hệ thống có thể chuyển tổmáy On-line sang phương thức vận hành này nếu xác định vận hành ở mức này.
- SCHEDULE (SCHD) - ở phương thức này, AGC điều khiển công suất ra của tổ máy đến điểm vận hành cơ sở định trước như cung cấp trong kế hoạch vânh hành
- SCHEDULE AND REGULATING (SREG) - tổ máy vận hành cùng mức với phương thức SCHD nhưng có điều chỉnh lỗi điều khiển khu vực theo hệ số điều chỉnh. AGC điều khiển công suất ra của tổ máy dến điểm cơ bản định trước như cung cấp trong kế hoạch vận hành hiện tại.
- TEST (TEST) Người vận hành có thể định nghĩa lệnh thử điều khiển. Đối với tổ máy điều khiển theo kiểu setpoint, lệnh thử điều khiển sẽ là MW setpoint. Đối với tổmáy điều khiển xung, lệnh thử sẽ là chiều dài xung có dấu, có nghĩa là dấu + để tăng công suất và dấu - để giảm công suất. Nếu phần điều khiển tách khỏi tổ máy, người vận hành có thể thử thông mạch điều khiển cho tong tổ máy bằng cách dùng phương thức TEST.

2.4. Điều chỉnh điện áp

2.4.1. Khái niệm cơ bản về điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện

a. Giới thiệu chung

Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện là một trong những nhiệm vụ đặc biệt quan trọng trong vận hành hệ thống điện. Mục tiêu của việc điều chỉnh điện áp nhằm đảm bảo:

- Chất lượng điện năng cung cấp cho các thiết bị điện, tức là điện áp cung cấp tại đầu vào các thiết bị nằm trong giới hạn cho phép. Cả thiết bị điện trên lưới cũng như thiết bị dùng điện của khách hàng đều được thiết kế để vận hành trong một dải điện áp nhất định.
- Sự ổn định hệ thống điện trong trường hợp bất thường và sự cố.
- Hiệu quả kinh tế trong vận hành. Giảm tối thiểu tổn thất nhất định năng và điện áp.

Ta đã biết tổn thất điện áp giữa 2 điểm trong hệ thống điện được xác định theo công thức:

$$U_2^* = U_1^* - (I^* R + I^* X) \qquad (2.19)$$

$$\overset{*}{U}_1 = \overset{*}{U}_2 + \overset{*}{I}.(R + j.X)$$

Trong đó:

U: điện áp điểm đầu

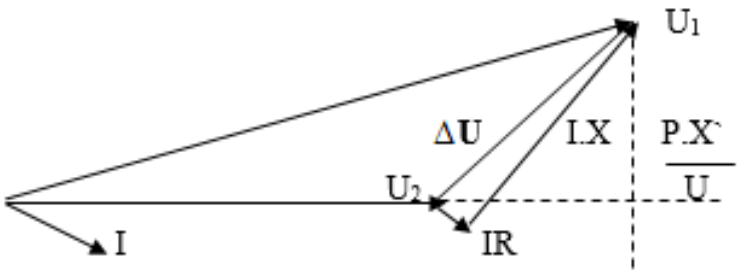
I: dòng điện giữa 2 điểm.

Trên lưới chủ yếu là đường dây trên không nên thành phần $X >> R$,

Vì trên thực tế góc δ (góc lệch điện áp giữa 2 đầu) rất nhỏ ($\approx 3-5^\circ$) nên biên độ độ lệch điện áp phụ thuộc chủ yếu vào thành phần $\frac{QX}{U}$.

Hay nói cách khác công suất phản kháng truyền trên đường dây ảnh hưởng trực tiếp đến chênh lệch độ lớn điện áp giữa 2 đầu. Còn công suất tác dụng truyền trên đường dây quyết định độ lệch pha điện áp giữa 2 đầu.

Vậy điều chỉnh điện áp chính là điều chỉnh trào lưu công suất phản kháng trong hệ thống. Độ lệch điện áp được biểu diễn bởi sơ đồ véc tơ như hình 2.9



Hình 2.9. Sơ đồ véc tơ độ lệch điện áp

Việc đảm bảo điện áp trong giới hạn là rất phức tạp vì phụ tải trong hệ thống điện phân bố rải rác và thay đổi liên tục dẫn đến việc yêu càu về công suất phản kháng trên lưới truyền tải cũng thay đổi theo. Ngược với vấn đề điều chỉnh tần số trong hệ thống điện, là điều chỉnh chung toàn hệ thống, điều chỉnh điện áp mang tính chất cục bộ.

b.Phát và tiêu thụ công suất phản kháng

- *Máy phát điện*

Máy phát điện có thể phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng bằng việc thay đổi giá trị của dòng điện kích từ máy phát.

Máy phát phát công suất phản kháng khi dòng kích từ lớn (quá kích thích) và tiêu thụ công suất phản kháng khi dòng kích từ nhỏ (thiếu kích thích). Tất cả các máy phát đều có trang bị hệ thống tự động điều chỉnh kích từ (Automatic Voltage Regulator – AVR) nhằm giữ cho điện áp tại đầu cực máy phát không đổi ở một giá trị đặt trước khi phụ tải hệ thống thay đổi.

- *Đường dây trên không*

Đường dây không cũng có thể phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng tuỳ thuộc vào dòng tải. Để sinh ra điện trường cần có năng lượng là $\frac{1}{2}C_0U^2$ và để sinh ra từ trường cần có năng lượng là $\frac{1}{2}L_\circ I^2$. Năng lượng điện trường gần như không đổi do U thay đổi ít, còn năng lượng từ trường phụ thuộc vào I. ở trạng thái cân bằng ta có: $\frac{1}{2}C_\circ U^2 = \frac{1}{2}L_\circ I^2$ (ở đây I là dòng tải khi công suất truyền trên đường dây là công suất tự nhiên $P_{tn} = 3\frac{U^2}{Z_c}$, với $Z_c = \sqrt{\frac{L_\circ}{C_\circ}}$ là tổng trở sóng) Nếu công suất tải trên đường dây

nhỏ hơn công suất tự nhiên thì giá trị I nhỏ nên công suất phản kháng do điện dung của đường dây sinh ra lớn hơn tổn thất công suất phản kháng trên điện cảm, do đó có dòng điện dung từ nguồn đến, làm cho điện áp trên đường dây cao hơn ở đầu nguồn tức là đường dây phát công suất phản kháng. Ngược lài khi công suất tải cao hơn công suất tự nhiên, công suất phản kháng do đường dây sinh ra không đủ bù vào tổn thất công suất phản kháng trên đường dây, do đó có dòng điện điện cảm chạy từ nguồn vào đường dây làm cho điện áp trên đường dây thấp hơn so với điện áp đầu nguồn tức là đường dây tiêu thụ công suất phản kháng.

- *Cáp ngầm*

Dung dẫn cao nên tải tự nhiên cao, trong chế độ vận hành bình thường, thường sinh ra công suất phản kháng.

- *Máy biến áp*

Thường xuyên tiêu thụ công suất phản kháng ở mọi chế độ, nhưng lại có khả năng điều chỉnh trào lưu công suất phản kháng.

- *Phụ tải*

Thường là nguồn tiêu thụ công suất phản kháng, việc tiêu thụ này thay đổi liên tục trong ngày và khác nhau giữa các mùa trong năm. Tiêu thụ công suất phản kháng của tải ảnh hưởng đến điện áp. Tải với hệ số $\cos\varphi$ thấp sẽ làm giảm điện áp trên lưới truyền tải. Hệ số $\cos\varphi$ của một số loại phụ tải đến hình cho ở bảng sau:

Bảng 2.1. Hệ số $\cos\varphi$ của một số loại phụ tải điển hình

Stt	Loại tải	cosφ
1	Động cơ công nghiệp lớn	0,89
2	Động cơ công nghiệp nhỏ	0,83
3	Máy lạnh	0,84
4	Máy rửa bát	0,89
5	Máy bơm	0,81
6	Máy giặt	0,65
7	Tivi	0,77
8	Đèn huỳnh quang	0,8
9	Đèn sợi đốt	1

Các thiết bị bù: được trang bị trong hệ thống điện nhằm phát sóng hoặc tiêu thụ công suất phản kháng và điều chỉnh cân bằng công suất phản kháng trong toàn hệ thống điện.

2.4.2. Phương tiện điều chỉnh điện áp

Các máy phát là phương tiện cơ bản điều chỉnh điện áp. Bộ AVR (Automatic Voltage Regulator - AVR) điều chỉnh dòng kích từ để giữ điện áp đầu cực máy phát ở giá trị mong muốn. Ngoài ra còn có các phương tiện khác được bổ xung để tham gia vào việc điều chỉnh điện áp. Các thiết bị dùng cho mục đích này được chia ra làm 3 loài như sau:

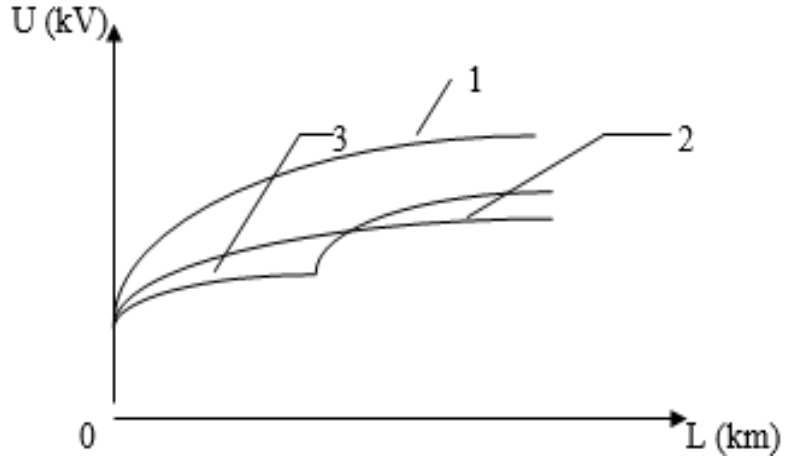
- Nguồn công suất phản kháng: máy phát, tụ bù ngang, kháng bù ngang, máy bù đồng bộ và thiết bị bù tĩnh (SVC – Static Var Compensator).
- Bù điện kháng đường dây như tụ bù dọc.
- Điều chỉnh nấc phân áp máy biến áp (thay đổi trào lưu vô công qua máy biến áp).

Các thiết bị bù dùng để điều chỉnh điện áp được mô tả chi tiết dưới đây

a. Kháng bù ngang

Tác dụng của kháng bù ngang (KBN) là để bù điện dung do đường dây sinh ra. Kháng bù ngang có tác dụng chống quá áp trên đường dây trong chế độ tải nhẹ hoặc hở mạch.

KBN thường dùng cho đường dây dài siêu cao áp trên không vì dòng điện điện dung sinh ra thường lớn. Tính toán đường dây dài với thông số phân bố rải có thể thấy được dạng điện áp trên đường dây ở chế độ hở mạch đầu cuối và có đặt KBN ở cuối và giữa đường dây như sau:



Hình 2.10. Điện áp trên đường dây dài ở chế độ hở mạch

Trong đó:

1 - đường dây hở mạch

2 - đường dây hở mạch có đặt kháng bù ở cuối

3 - đường dây hở mạch có đặt kháng bù ở giữa

Đặc điểm

- Kháng bù ngang còn có tác dụng chống quá điện áp thao tác.

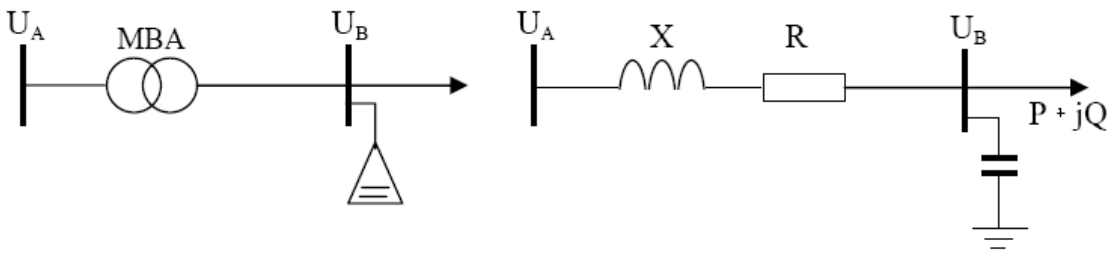
- Kháng có thể nối trực tiếp vào đường dây hoặc qua các máy cắt. Lựa chọn có/không sử dụng máy cắt nối kháng vào đường dây phải thông qua tính toán kinh tế – kỹ thuật.

- Kháng cố định trên đường dây phải đảm bảo được chống qua áp trong chế độ non tải đồng thời phải đảm bảo không bị sụt áp trong chế độ tải nặng.

Cấu tạo:

Cấu tạo của kháng gần giống như máy biến áp nhưng chỉ có 1 cuộn dây cho mỗi pha. Ngoài ra kháng bù có thể bao gồm một cuộn dây trung tính để hạn chế dòng ngắn mạch chạm đất. Người ta có thể thiết kế kháng bù ngang điều chỉnh được nấc dưới tải (thay đổi dung lượng kháng).

b. Tụ bù ngang



Hình 2.11. Sơ đồ tụ bù ngang

Tụ bù ngang (TBN) dùng để tăng cường công suất phản kháng cho hệ thống điện, làm tăng điện áp cục bộ. TBN rất đa dạng về kích cỡ và được phân bố trong toàn hệ thống với các dung lượng khác nhau. Ưu điểm của TBN là giá thành thấp, linh hoạt trong lắp đặt và vận hành. Nhược điểm là công suất phản kháng tỷ lệ với bình phương điện áp $Q_c = \frac{U^2}{X_c}$, khi điện áp thấp cần nhiều công suất phản kháng thì công suất phát ra cũng bị giảm.

Trong lưới phân phối, tụ bù ngang dùng để tăng $\cos\varphi$ của phụ tải, tức là đảm bảo đủ công suất phản kháng cho phụ tải tại nơi tiêu thụ thay vì phải truyền vô công từ lưới đến. Các TBN ở lưới phân phối có thể được đóng cắt nhờ các thiết bị tự động tuỳ thuộc vào thời gian, giá trị điện áp.

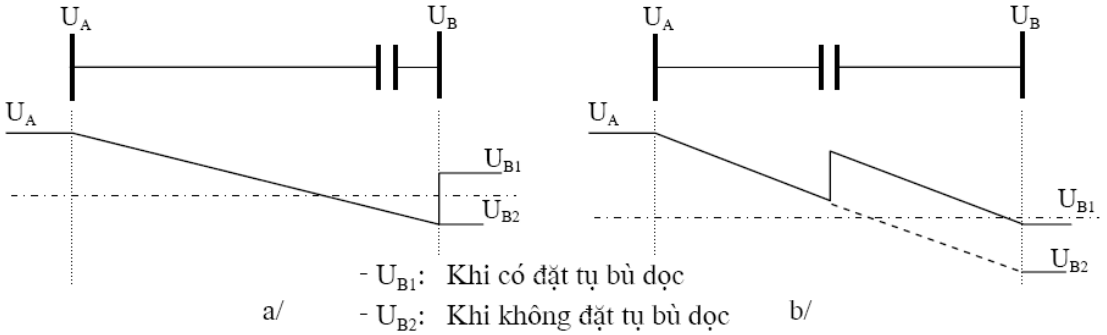
Trong lưới truyền tải, tụ bù ngang được dùng để giảm tổn thất truyền tải đảm bảo điện áp tại nút điểm trong phạm vi cho phép ở mọi chế độ tải. TBN có thể nối trực tiếp vào thanh cái điện áp cao hoặc nối vào cuộn thứ 3 của MBA, vị trí đặt tụ và dung lượng bù cần phải được tính toán bởi chương trình phân bố tối ưu trào lưu công suất (OPF – Optimal Power Flow) sẽ nói đến sau.

c.Tụ bù dọc

Khi chưa có thiết bị bù $\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$ với U điện áp nguồn, P và Q là công suất của phụ tải, X và R là thông số mạng.

Khi có thiết bị bù thì ta có $\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_b)X}{U}$. Như vậy là tổn thất điện áp giảm đi khi có thiết bị bù.

Tụ bù dọc (TBD) được đặt nối tiếp trên đường dây để bù điện kháng của đường dây. Tức là làm giảm điện kháng giữa 2 điểm dẫn đến tăng khả năng truyền tải và giảm tổn thất truyên tải.



Hình 2.12. Sơ đồ tụ bù dọc

Tụ bù dọc có một nhược điểm là dòng ngắng mạch qua tụ lớn nên cần có các thiết bị bảo vệ tụ khi có ngắn mạch đường dây (ví dụ khe hở phóng điện…)

Tụ bù dọc có tác dụng cải thiện phân bố điện áp trên đường dây dài siêu cao áp. Tuỳ theo tính chất dòng đường dây (cảm hay dung) mà điện áp qua tụ tăng hay giảm. Trong chế độ tải nặng, tụ bù dọc có tác dụng rất tốt trong việc tăng điện áp cuối đường dây, như vậy sẽ giảm được tổn thất truyền tải.

Tụ bù dọc còn có tác dụng phân bố tải trên các mạch vòng do thay đổi tổng trở của đường dây.

Mức độ bù của thiết bị bù dọc đối với đường dây siêu cao áp thường ở mức trở của đường dây.

Mức độ bù của thiết bị bù dọc đối với đường dây siêu cao áp thường ở mức <80%. Mức độ bù cao hơn sẽ làm cho tổng trở đường dây nhỏ, dẫn đến dòng ngắn mạch cao đòi hỏi mức độ đáp ứng của thiết bị cũng cao. Hơn nữa quá bù (bù >80%) sẽ dẫn đén hiện tượng cộng hưởng dọc tại tần số 50Hz vì điện dung của tụ bù dọc cộng với điện cảm của đường dây tạo nên mạch hưởng LC.

Về lý thuyết, với một lượng bù định trước trên đường dây, tốt nhất là phân bố dải dọc đường dây. Tuy nhiên trong thực tế việc đặt tụ chỉ thích hợp ở một số điểm nhất định tuỳ thuộc vào lựa chọn về chi phí, khả năng bảo dưỡng, bảo vệ rơ le, hiệu quả của việc cải thiện phân bố điện áp và nâng cao khả năng tải…

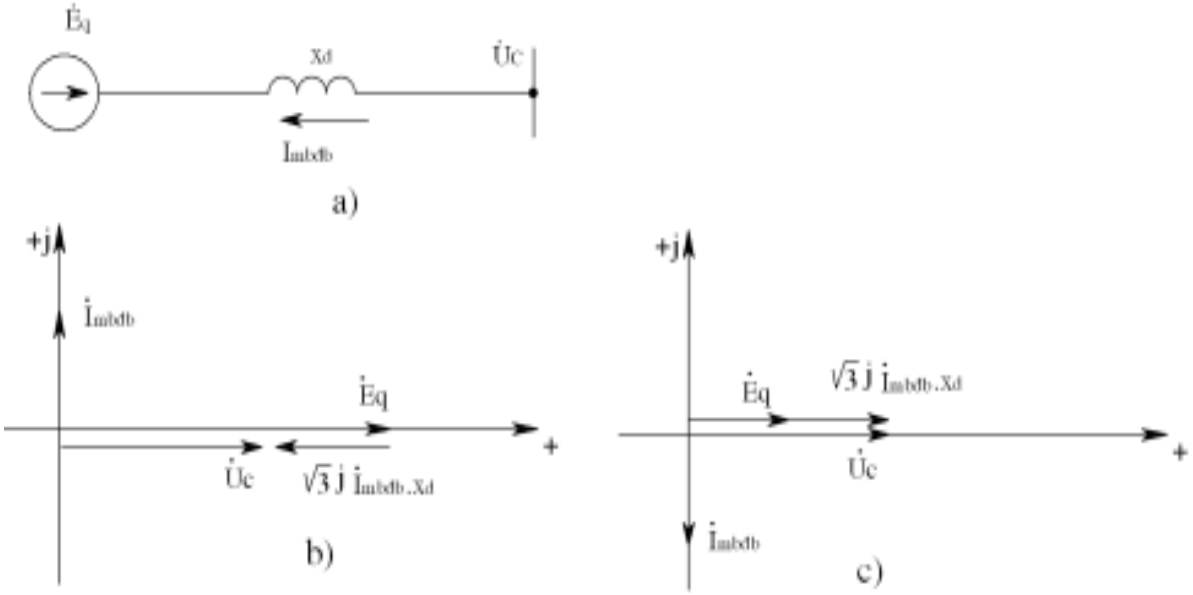
Trong thực tế, tụ bù dọc có thể được đặt tại giữa đường dây, đặt tại hai đầu đường dây, đặt ở 1/3 hoặc 1/2 đường dây tính từ nguồn. Vị trí đặt tụ bù dọc cần phải phối hợp thêm với việc đặt kháng bù ngang.

d. Máy bù đồng bộ

Máy bù đồng bộ là máy phát đồng bộ. Máy bù đồng bộ có thể phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng bằng việc thay đổi dòng kích từ. Đối với các máy bù đồng bộ có trang bị bộ tự động điều chỉnh điện áp, có thể tự điều chỉnh công suất phản kháng để giữ điện áp đầu ra ở giá trị đặt trước.

Máy bù đồng bộ có ưu điểm là công suất phản kháng phát ra không bị ảnh hưởng bởi điện áp hệ thống và rất linh hoạt trong việc điều chỉnh điện áp. Tuy nhiên giá thành lắp đặt và chi phí vận hành của máy bù thường cao hơn so với các loại thiết bị bù khác.

Sơ đồ thay thế của máy bù đồng bộ và đồ thị vectơ điện áp cho trên hình vẽ.



Hình 2.13. Sơ đồ thay thế và đồ thị vectơ điện áp của máy bù đồng bộ

(a) sơ đồ thay thế

(b) (c) Chế độ quá kích thích và khích thích non

Trong đó:

E_q là sức điện động ngược.

U_C là điện áp của mạng điện tại điểm mà máy bù đồng bộ được đấu vào.

ở chế độ quá kích thích dòng điện của máy bù đồng bộ $I_{mbđb}$ là dòng điện dung và sức điện động ngược E_q của nó. Môđun dòng điện của máy bù đồng bộ được xác định bằng biểu thức.

$$I_{mbdb} = \frac{U_C - E_q}{\sqrt{3}x_d} \quad (2.20)$$

Vì $P_{mbđb}$= *0* nên công suất phản kháng của máy bù đồng bộ bằng.

$$Q_{mbdb} = S_{mbdb} = \sqrt{3}U_C I_{mbdb} = U_C \frac{U_C - E_q}{x_d} \quad (2.21)$$

Từ biểu thức trên ta thấy rằng trị số của $Q_{mbđb}$ phụ thuộc vào quan hệ giữa E_q và điện áp U_C , tăng dòng điện kích từ thì sức điện động E_q tăng. Khi E_q=U_C công suất phản kháng của máy bù đồng bộ =0. Nếu quá kích thích E_q>U_C thì máy bù đồng bộ phát ra công suất phản kháng vào mạng, lúc này dòng điện $I_{mbđb}$ vượt trước điện áp U_C một góc 90^0 - hình (b).

Giảm dòng điện kích từ đến một giá trị nào đó, ta có chế độ kích thích non, khi đó E_q<U_C và dòng điện $I_{mbđb}$ chậm sau điện áp U_C một góc 90^0 – hình (c) từ công thức xác định $Q_{mbđb}$ ta thấy máy bù đồng bộ tiêu thụ công suất phản kháng của mạng. Công suất định mức của máy bù ĐB là công suất định mức ứng với chế độ quá kích thích. Do đặc điểm của máy bù ĐB nên trong chế độ kích thích non $Q_{mbđb}$ =0,5 $Q_{đmmbđb}$.

e. Hệ thống bù tĩnh

Thiết bị bù tĩnh (SVC – Static Var Compensator) bao gồm các kháng và tụ bù ngang có thể điều chỉnh để phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng. Khái niệm “bù tĩnh” là để phân biệt với bù quay, nghĩa là thiết bị này không có thành phần chính quay.

Hệ thống bù tĩnh (SVS – Static Var System) là sự kết hợp của các SVC và các tụ hoặc kháng đóng cắt để điều chỉnh lượng công suất bù nhất định bao gồm các kháng và tụ bù ngang có thể điều chỉnh để phát hoặc kháng đóng cắt để điều chỉnh lượng công suất bù nhất định.

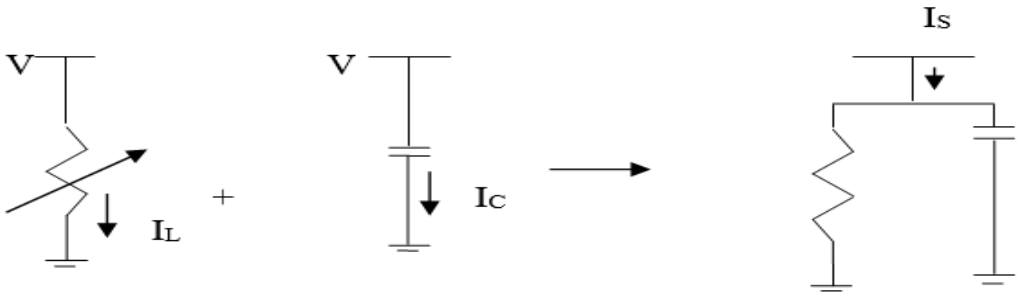
Có rất nhiều loại SVC khác nhau được tạo nên bởi tổ hợp của các thành phần điều chỉnh công suất phản kháng dưới đây:

- Kháng bão hoà
- Kháng điều khiển bằng thyristor
- Tụ điều khiển bằng thyristor
- Kháng đóng cắt bằng thyristor

- Máy biến áp điều khiển bằng thyristor

SVC có khả năng điều chỉnh điện áp từng pha riêng rẽ, vì vậy SCV có thể dùng để điều chỉnh độ lệch thành phần điện áp thứ tự nghịch và thứ tự thuận. Tuy nhiên trong giáo trình vận hành chỉ đề cập đến tác dụng bù công suất phản kháng của SVC.

Xét ví dụ một SVC gồm một kháng điều khiển và một tụ cố định như hình vẽ.



Hình 2.14. Cấu trúc SVS

Các SVS có thể coi như là một điện cảm điều chỉnh. SVS rất linh hoạt trong vận hành và tốc độ đáp ứng nhanh. SVS có nhiều loại và dung lượng bù khác nhau. Việc lựa chọn loài tuỳ thuộc vào yêu cầu hệ thống và chi phí đầu tư.

Đối với lưới truyền tải, SVS có một số ưu điểm sau:

-Điều khiển tránh quá áp tạm thời

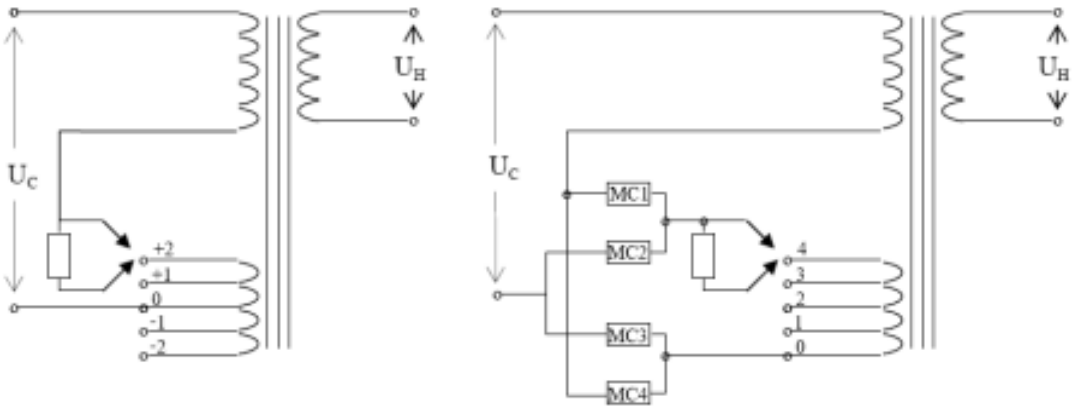
-Ngăn ngừa sụp đổ điện áp trong một số trường hợp sự cố.

-Tăng độ ổn định động

-Hạn chế dao động trong hệ thống

Đối với lưới phân phối, SVS có tác dụng giảm dao động điện áp gây nên bởi các phụ tải như máy cán kim loại, máy khai thác mỏ, lò luyện kim,…

f. Nấc phân áp của máy biến áp



Hình 2.15. Sơ đồ về nấc phân áp máy biến áp

Nấc phân áp máy biến áp là một trong những phương tiện hữu hiệu trong việc điều chỉnh điện áp tại mọi cấp điện áp. Phần lớn các MBA ở cấp truyền tải đều có trng bị thiết bị tự động điều chỉnh điện áp dưới tải (OLTC – On load Tap Changer). OLTC có thể điều chỉnh tự động hoặc bằng tay. Điều chỉnh nấc phân áp nhằm thay đổi trào lưu công suất vô công qua MBA, dẫn đến giảm tổn thất và cải thiện phân bố điện áp .Vị trí nấc phân áp của máy biến áp có OLTC có thể được điều chỉnh hàng ngày, hàng giờ, tuỳ theo yêu cầu của hệ thống. Còn nấc phân áp của các MBA không có điều áp dưới tải cần phải được tính toán để có thể đáp ứng được mọi chế độ vận hành trong một khoảng thời gian nhất định.

Bảng 2.2. So sánh tính năng của các phương tiện điều chỉnh điện áp

Loại điều chỉnh	**Điều chỉnh trơn**	**Phát công suất Q**	**Tiêu thụ công suất Q**	**Linh hoạt trong vận hành**	**Khả năng tự động điều chỉnh**	**Ghi chú**
Máy phát	Có	Có nhưng hạn chế	Có nhưng hạn chế	Có	Có	
Máy bù đồng bộ	Có	Có	Có	Có	Có	
SVS	Có	Có	Có	Có	Có	
Các bộ tụ bù ngang	Không	Có	Không	Có, nếu điều khiển đóng cắt được	Có	
Các bộ tụ bù dọc	Không	Có	Không	Không	Có	Có thể gây cộng hưởng
Kháng bù ngang	Không	Không	Có	Không	Có	
Đóng cắt đường dây	Không	Có	Có	Tuỳ thuộc chế độ	Theo quyết định của người vận hành	
Điều chỉnh nấc phân áp MBA	Không	Không	Không	Có	Có	Điều chỉnh trào lưu công suất Q

2.4.3. Phương pháp vận hành điều chỉnh điện áp

Đối với phần lớn các hệ thống điện hiện đại, việc giám sát điện áp trong toàn hệ thống được thực hiện bởi hệ thống SCADA/EMS (Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System). Hệ thống này thường được trang bị tại các trung tâm điều độ. Các thông tin về điện áp được thu nhập về trung tâm giúp cho người vận hành ra các quyết định để thực hiện việc điều chỉnh điện áp qua các phương tiện điều chỉnh điện áp. Trong hệ thống, có rất nhiều loại thiết bị được dùng để điều chỉnh điện áp và công suất phản kháng như đã trình bày ở phần trên. Tuỳ thuộc vào cấp điện áp, vào các tiêu chuẩn an toàn, tin cậy, kinh tế mà các thiết bị điều chỉnh điện áp được lựa chọn để tham gia vào vận hành. Các thiết bị điều chỉnh này có thể được điều chỉnh bằng tay hoặc tự động tuỳ theo cấp điện áp và các yêu cầu đặc biệt. Nói chung, việc điều chỉnh điện áp ở lưới phân phối có xu thế tự động nhiều hơn ở lưới truyền tải.

Có 2 lý thuyết khác nhau về điều khiển điện áp:

1. Điều khiển tập trung: các thiết bị điều khiển được thực hiện dựa trên thông tin chung về vận hành của toàn hệ thống. Ví dụ: kỹ sư vận hành hệ thống giám sát toàn bộ phân bố điện áp trong hệ thống và đưa ra các lệnh điều khiển công suất phản kháng.

2. Điều khiển nhiều cấp: các thiết bị điều khiển được quy định trước luật điều khiển ở trạng thái vận hành ổn định dựa trên các thông tin vận hành cục bộ tại chỗ và các khu vực lân cận. Ví dụ: các bộ tự động điều chỉnh điện áp các nhà máy điện (NMĐ) hoặc các bộ tự động điều chỉnh điện áp dưới tải của các MBA được phân công điều chỉnh điện áp theo biểu đồ cho trước.

Với sự phát triển ngày càng lớn mạnh về công nghệ điện tử công suất trong các thiết bị điều khiển, lý thuyết về điều chỉnh điện áp nhiều cấp ngày càng được ưa chuộng hơn ở nhiều nước trên thế giới, đặc biệt là ở châu Âu. Cũng giống như điều chỉnh tần số, điều chỉnh điện áp nhiều cấp gồm 2 hoặc 3 cấp tuỳ theo các quan điểm khác nhau.

Cấp 1 (điều chỉnh sơ cấp): là quá trình đáp ứng nhanh và tức thời các biến đổi điện áp bằng tác động của các bộ điều chỉnh điện áp máy phát, máy bù đồng bộ hoặc

các bộ điều chỉnh điện áp dưới tải của các MBA nhằm giữ ổn định điện áp lưới trong chế độ vận hành bình thường cũng như sự cố.

Cấp 2 (điều chỉnh thứ cấp): là quá trình đáp ứng chậm hơn cấp 1 được thực hiện ở trong vùng, trong hệ thống nhằm đáp ứng các sự biến đổi chậm về độ lệch lớn của điện áp. Để thực hiện việc điều chỉnh cấp 2, người ta chia hệ thống thành nhiều miền, mỗi miền đặc trưng bởi một số nút kiểm tra điện áp. Các nút điện áp này được điều chỉnh để giữ theo biểu đồ điện áp định trước.

Cấp 3 (cũng có thể gọi là điều chỉnh thứ cấp): là quá trình điều hòa mức điện áp giữa các miền điều chỉnh cấp 2, tối ưu hóa mức điện áp của hệ thống điện theo tiêu chuẩn kinh tế và an toàn, quá trình này có thể thực hiện bằng tay hoặc tự động. Để có thể tiến hành điều điều chỉnh cấp 3, ta tính toán biểu đồ điện áp đặt cho các nút kiểm tra. Công cụ để làm việc này là chương trình tối ưu trào lưu công suất (OPF – Optimal Power Flow). Cấu trúc về điều chỉnh điện áp theo cấp được mô tả trên hình vẽ sau:

- *Nguyên tắc vận hành hệ thống điều chỉnh cấp 2:*

Nguyên tắc cơ bản của điều chỉnh điện áp cấp 2 là chia nhỏ hệ thống điện thành nhiều vùng khác nhau được đặc trưng bởi một vài nút điện áp chính gọi là "nút kiểm tra". Các thiết bị điều chỉnh điện áp trong miền có nhiệm vụ điều chỉnh để giữ điện áp tại các nút kiểm tra theo biểu đồ điện áp được định trước theo yêu cầu của hệ thống

Điều kiện đẻ phân chia hệ thống thành các miền điều chỉnh như sau:

- Giá trị điện áp tại các nút kiểm tra ở các miền phải đặc trưng cho điện áp của toàn miền. Nghĩa là mọi thay đổi về điện áp trong miền được phản ánh qua nút kiểm tra. Thông thường, khoảng cách từ nút kiểm tra đến các các nút khác trong miền là nhỏ.

- Lượng công suất phản kháng trong miền phải đảm bảo đủ theo yêu cầu điều chỉnh của miền.

- Khoảng cách giữa các nút kiểm tra của các miền phải đủ lớn để những tác động điều khiển trong nội bộ mỗi miền ảnh hưởng đến nhau không đáng kể.

Cách xác định miền điều chỉnh điện áp và nút kiểm tra như sau:

- Tính công suất ngắn mạch cho các nút, chọn nút có công suất ngắn mạch lớn nhất làm nút kiểm tra.

- Đặt nguồn điện áp vào một trong những nút kiểm tra và tính toán tổn thất điện áp từ nút kiểm tra đến các nút còn lại. Tính lần lượt cho các nút kiểm tra.
- Nghiên cứu tổn thất, xác định miền điều chỉnh điện áp.

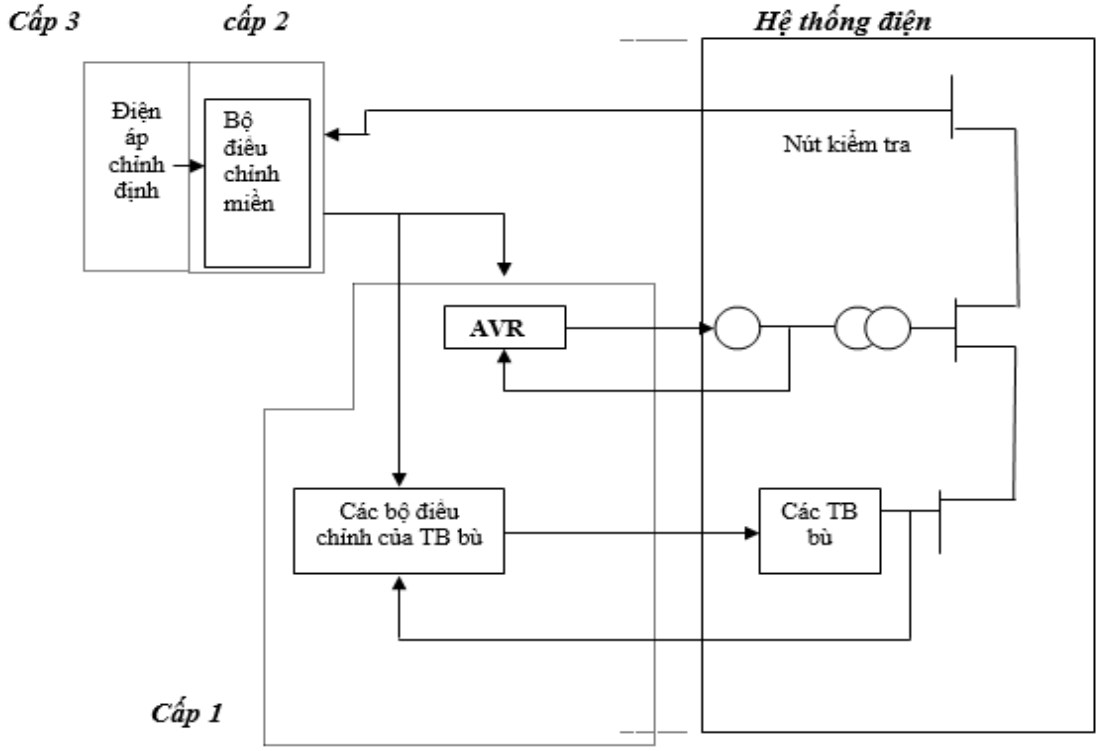
Hiện nay với sự phát triển nhanh chóng của các hệ thống điện, việc điều chỉnh điện áp miền đều ảnh hưởng đối với các miền lân cận thông qua trào lưu công suất phản kháng liên lạc giữa các miền.

Nguyên tắc vận hành hệ thống điều chỉnh cấp 3

Hệ thống điều chỉnh cấp 3 hay còn gọi là bài toán tối ưu trào lưu công suất (OPF)

Bài toán OPF có rất nhiều mục tiêu khác nhau. Các mục tiêu đó bao gồm (có thể là tổ hợp của một vài mục tiêu):

- Tối thiểu chi phí nhiên liệu (điều độ kinh tế).
- Tối thiểu tổn thất truyền tải (điều độ tối ưu công suất phản kháng).
- Tối thiểu mức độ thải ô nhiễm.
- Tối đa độ an toàn vận hành của hệ thống.
- Tối ưu các thao tác điều khiển.



Hình 2.16. Cấu trúc điều chỉnh điện áp

Hiện tại có rất nhiều phương pháp khác nhau để giải bài toán OPF trong đó những phương pháp đã áp dụng thực tế và có những phương pháp đang trong giai đoạn nghiên cứu. Các phương pháp được tổng kết bao gồm các loại sau:

1 – Lập trình phi tuyến

2 – Dùng hàm bậc 2

3 – Phương pháp giải Newton

4 – Lập trình tuyến tính

5 – Hỗn hợp tuyến tính và số

Bài toán OPF có thể được biểu diễn bằng toán học dưới dạng bài toán phi tuyến như sau:

Hàm mục tiêu: $f(x,u) \Rightarrow \min$

Thoả mãn

- Các ràng buộc đẳng thức: $h(x,u,p) = 0$
- Các ràng buộc bất đẳng thức: $g_{\min} \le g(x,u,p) \le g_{\max}$

Trong đó: u là véc tơ các biến điều khiển; x là véc tơ các biến trạng thái; p là véc tơ các biến nhiễu loạn

Các biến điều khiển có thể là: công suất hữu công của máy phát, công suát phản kháng của các nguồn, nấc biến áp, điện áp đầu cực máy phát,…

Các biến trạng thái có thể là: giá trị điện áp và góc pha của các máy phát, trào lưu công suất trên các đường dây,…

Các biến nhiễu loạn có thể là công suất tác dụng và phản kháng của tải.

Các ràng buộc đẳng thức bao gồm các phương trình cân bằng công suất tác dụng và phản kháng tại các nút theo định luật Kishoff.

Các ràng buộc bất đẳng thức là giới hạn của các biến như: giới hạn về công suất tác dụng vf phản kháng của máy phát, giới hạn khả năng vô công của các nguồn vô công, giới hạnh dài điều chỉnh nấc phân áp, giới hạn cho phép về điện áp các nút, giới hạn,…

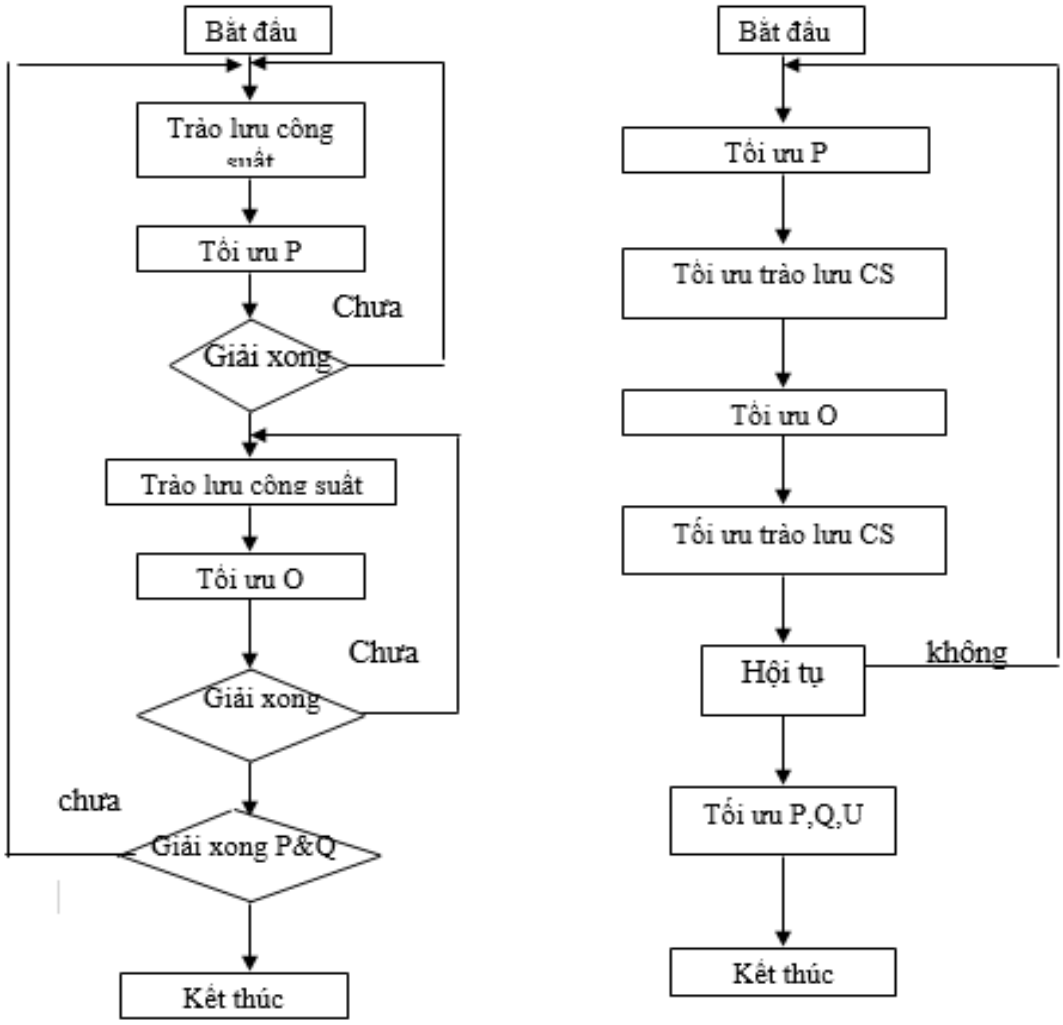
Có 2 cách tiếp cận để giải toán OPF:

1. Giải tách riêng bài toán phân bố công suất tác dụng và công suất phản kháng. Trước hết tối ưu công suất tác dụng với mục tiêu tối thiểu chi phí nhiên liệu với giả

thiết điện áp được giữ cố định. Sau đó tối ưu công suất phản kháng với mục tiêu tối thiểu tổn thất.

2. Giải tối ưu công suất tác dụng và phản kháng đồng thời với mục tiêu tối thiểu tổng chi phí vận hành toàn hệ thống.

Sơ đồ dưới đây minh hoạ 2 cách giải bài toán OPF



Hình 2.17. Sơ đồ khối minh họa hai cách giải bài toán OPF

a) giải tách riêng b) giải đồng thời

2.4.4. Nguyên tắc chung điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện

a.Thực trạng điện áp và điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện Việt Nam

- *Giới thiệu chung*

Từ năm 1994 , sau khi hoàn thành đóng điện và đưa đường dây liên kết 500 kV vào vận hành, hệ thống điện Việt Nam được coi là một hệ thống nhất gồm 3 miền được liên kết với nhau qua hệ thống điện 500kV.

Nguồn điện:

Các nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam rất đa dạng. Chiếm tỷ trọng cao nhất là thuỷ điện (chiếm 35.5% công suất đặt toàn hệ thống tính đến tháng 9 năm 2005), tiếp theo là tua bin khí (26,8%), rồi đến nhiệt điện chạy than (10,8%), nhiệt điện chạy dầu (1,7%), các nhà máy BOT và IPP là 24,5%. Ngoài ra còn có thuỷ điện nhỏ, Diesel

Lưới điện:

Lưới điện Việt Nam cũng rất đa dạng về cấp điện áp. Cấp truyền tải siêu cao áp: 500kV, cấp truyền tải miền (cao áp): 220kV, 110kV, 66kV, cấp phân phối (trung áp): 35kV, 22 kV, 15 kV, 10 kV, 6 kV. Hạ áp 380/220 V

Phụ tải:

Phụ tải sinh hoạt chiếm tỷ trọng lớn, theo báo cáo tổng kết năm 2003 của Tổng công ty Điện lực Việt Nam (EVN), phụ tải sinh hoạt chiếm 49%, tiếp đến là thành phần công nghiệp và xây dung chiếm 40,4%, thương nghiệp và khách sạn chiếm 4,9%, nông lâm nghiệp và thuỷ sản chiếm 1,9%, các hoạt động còn lại chiếm 3,8%.

b. Quy định về điều chỉnh điện áp trong HT điện

- ***Nguyên tắc chung huy động nguồn công suất phản kháng***

- Thay đổi nguồn công suất phản kháng đang vận hành của các máy phát, máy bù đồng bộ, thiết bị bù tĩnh theo thứ tự từ gần đến xa điểm thiếu, thừa vô công;
- Huy động thêm các nguồn công suất phản kháng đang dự phòng còn lại của hệ thống khi điện áp thấp, cắt bớt các tụ bù tĩnh khi điện áp cao;
- Phân bố lại trào lưu công suất trong hệ thống điện;
- Điều chỉnh nấc máy biến áp cho phù hợp với qui định của thiết bị, có quyền thay đổi biểu đồ điện áp cho phù hợp với tình hình thực tế (có xét giới hạn co phép đối với thiết bị);
- Hạn chế tối đa việc truyền công suất phản kháng qua các cấp điện áp.

- ***Nguyên tắc điều chỉnh điện áp***

- Đảm bảo điện áp trong giới hạn cho phép, không gây ra quá áp hoặc nguy hiểm cho các thiết bị trong hệ thống điện Quốc gia;
- Đảm bảo tối thiểu chi phí vận hành và tổn thất;
- Đảm bảo tối ưu các thao tác điều khiển

c. Phân cấp điều chỉnh điện áp (tạm thời)

- Cấp điều độ hệ thống điện Quốc gia chịu trách nhiệm điều chỉnh điện áp trên lưới điện

Ví dụ: 500kV; thanh cái 220kV của các trạm 500kV, điện áp thanh cái các NMĐ thuộc quyền điều khiển của điều độ Quốc gia

- Cấp điều độ hệ thống điện miền điều chỉnh điện áp hệ thống điện thuộc quyền điều khiển cho phù hợp với giới hạn qui định.

d. ***Qui định điện áp nút***

- Quy định mức điện áp tại các nút
- Quy định phân chia các khoảng thời gian trong ngày

Ví dụ:

Giờ thấp điểm (Min): 23h – 5h

Giờ trung điểm (Med): 6h – 6h, 12h – 17h, 21h – 23h

Giờ cao điểm (Max): 10h -11h, 18h – 20h

Tóm tắt qui trình xử lý sự cố trong hệ thống điện Việt Nam – Phần điều chỉnh điện áp

Quy định về giới hạn điều chỉnh điện áp cho trong thiết bị như sau:

1. Máy phát điện, máy bù đồng bộ

a) Khi làm việc với công suất và $\cos\varphi$ định mức, độ chênh lệch điện áp cho phép $\pm 5\%$ so với điện áp định mức.

b) Trường hợp điện áp đã thấp hơn 5% và máy phát bị quá tải, nhà máy không được tự động giảm kích từ làm giảm điện áp. Trường hợp này trưởng ca nhà máy phảI báo cáo ngay tình hình vận hành cho ấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Máy biến áp lực

a. Trong điều kiện vận hành bình thường

- Cho phép máy biến áp được vận hành với điện áp cao hơn điện áp định mức tại đầu phân áp tương ứng lâu dài 5% (khi phụ tải không quá phụ tải định mức) và 10% khi phụ tải không quá 25% phụ tải định mức;
- Cho phép máy biến áp được vận hành với điện áp cao hơn định mức tài đầu phân áp tương ứng ngắn hạn 10% (dưới 6 giờ trong một ngày đêm), khi phụ tải không quá phụ tải định mức;

b. Trong điều kiện sự cố

- Các máy biến áp tăng và hạ áp, máy biến áp tự ngẫu ở điểm trung tính không có đầu phân áp hoặc không nối với máy biến áp điều chỉnh, được phép làm việc lâu dài với điện áp cao hơn điện áp định mức 10% khi phụ tải không quá phụ tải định mức.
- Đối với máy biến áp tự ngẫu ở điểm trung tính không có đầu phân áp hoặc nối với máy biến áp điều chỉnh nối tiếp, mức tăng điện áp cho phép được xác định theo số liệu của nhà chế tạo.

c. Khi điện áp vận hành vượt quá trị số chỉnh định bảo vệ quá áp mà bảo vệ không tác động hoặc vượt quá 20% so với điện áp định mức của đầu phân áp tương ứng khi không có bảo vệ quá áp, nhân viên vận hành phải thực hiện tách ngay máy biến áp ra khỏi vận hành để tránh hư hỏng.

3. Điện áp tại các điểm đo đếm cấp cho khách hàng:

a. Trong điều kiện lưới ổn định điện áp tại điểm đo đếm cấp cho khách hàng được phép dao động trong khoảng $\pm 5\%$ so với điện áp định mức với điều kiện khách hàng phải đảm bảo $\cos\varphi \geq 0{,}85$ và thực hiện đúng biểu đồ phụ tải đã thoả thuận trong hợp đồng.

b. Trong trường hợp lưới điện chưa ổn định, điện áp được phép dao động từ $\pm 5\%$ đến -10% so với điện áp danh định.

Điều 2. Những giới hạn điều chỉnh điện áp được xác định theo:

1. Giá trị điện áp lớn nhất cho phép thiết bị vận hành lâu dài theo qui định của nhà chế tạo;

2. Giá trị điện áp nhỏ nhất cho phép vận hành lâu dài phải đảm bảo an toàn cho hệ thống tự dùng của nhà máy điện, đảm bảo mức dự phòng ổn định tĩnh của HT điện hoặc đường dây có liên quan (giới hạn này căn cứ vào kết quả tính toán các chế độ vận hành của HT điện mà qui định riêng bằng các điều lệnh).

3. Giá trị điện áp đảm bảo cung cấp điện cho khách hàng.

Nguyên tắc điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện:

- Đảm bảo điện áp trong giới hạn cho phép, không gây quá áp hoặc nguy hiểm cho các phần tử trong HT điện;
- Đảm bảo tối thiểu chi phí vận hành và tổn thất;

- Đảm bảo tối ưu các thao tác điều khiển.

4. Các phương tiện điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện được chia theo nhóm như sau:

- Nguồn công suất phản kháng: máy phát, tụ bù ngang, kháng bù ngang, máy bù đồng bộ và thiết bị bù tĩnh (SVC – Static Var Compensator).
- Thay đổi thông số đường dây: như tụ bù dọc
- Thay đổi trào lưu công suất phản kháng: nấc phân áp máy biến áp, máy biến áp nối tiếp.

5. Qui định về phân cấp điều chỉnh điện áp như sau:

- ĐĐQG chịu trách nhiệm tính toán và điều chỉnh điện áp trên lưới điện 500kV; tính toán và qui định điện áp tại một số nút chính thuộc lưới điện 220kV.
- ĐĐM (điều độ miền) căn cứ vào mức điện áp tại các điểm nút do ĐĐQG quy định để tính toán và điều chỉnh điện áp hệ thống điện thuộc quyền điều khiển cho phù hợp với giới hạn quy định.
- Điều độ lưới điện phân phối căn cứ vào mức điện áp tại các điểm nút do ĐĐM quy định để tính toán và điều chỉnh điện áp của lưới phân phối phù hợp với giới hạn quy định.

6. Lập biểu đồ điện áp

- Biểu đồ điện áp được lập xuất phát từ việc đảm bảo điện áp cần thiết cho khách hàng có tính đến chế độ làm việc tối ưu và khả năng điều chỉnh của HT điện Quốc gia.
- Biểu đồ điện áp tại các nút kiểm tra phải được lập ít nhất một lần trong một quý hoặc khi có những thay đổi lớn về nguồn, lưới hoặc tải.

7. Biểu đồ điện áp cho các nút kiểm tra.

Các nút kiểm tra được chọn sao cho điện áp tại các nút đó đặc trưng cho điện áp của khu vực cần điều chỉnh.

8. Khi điện áp ở các nút dao động quá giới hạn quy định của biểu đồ

Kỹ sư điều hành hệ thống điện Quốc gia, kỹ sư điều hành hệ thống điện miền và ĐĐV lưới điện phân phối phải phối hợp điều chỉnh để khôi phục điện áp như biểu đồ quy định.

9. Các biện pháp thực hiện để đưa điện áp về giới hạn cho phép:

- Thay đổi nguồn công suất phản kháng đang vận hành của các máy phát, máy bù động bộ theo thứ tự từ gần đến xa điểm thiếu/thừa vô công;

- Huy động thêm nguồn công suất phản kháng đang dự phòng còn lại của hệ thống khi điện áp thấp, cắt bớt các tụ bù tĩnh khi điện áp cao;

- Phân bố lại trào lưu công suất trong HT điện;

- Điều chỉnh nấc máy biến áp cho phù hợp với qui định của thiết bị. Có quyền thay đổi biểu đồ điện áp cho phù hợp với tình hình thực tế (có xét giới hạn cho phép đối với thiết bị);

- Cắt phụ tải ở các nút có điện áp thấp (theo thứ tự ưu tiên đã được duyệt). Các phụ tải cắt trong thời gian sự cố điện áp thấp chỉ được đóng lại theo lệnh của cấp điều độ đã lệnh cắt.

- *Các phương tiện điều chỉnh điện áp hiện tại trong HTĐ Việt Nam*

- *Máy phát điện:*

Về nguyên tắc, tắc cả các máy phát đều có khả năng phát và tiêu thụ công suất phản kháng. Nhưng thực tế, nhiều tổ máy hiện nay không có khả năng tiêu thụ sông suất phản kháng hoặc khả năng tiêu thụ công suất phản kháng thấp hơn nhiều lần so với thiết kế như các tổ máy Ialy, Phú Mỹ, Hàm Thuận, Đa Mi, Bà Rịa,… một số tổ máy khác không có khả năng phát công suất phản kháng như thiết kế như các tổ máy Phú Mỹ 2, Phả lại 2, Hàm Thuận, Đa Mi,… Các tổ máy có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng tốt hiện nay gồm có Hoà Bình và Trị An.

Các tổ máy thuỷ điện còn có trang bị hệ thống chuyển bù, ở chế độ này các tổ máy sẽ có dải điều chỉnh công suất phản kháng lớn hơn. Một số nhà máy không chuyển bù được gồm có Đa Nhim, Thác Mơ, Vĩnh Sơn, Hàm Thuận - Đa Mi (công suất hệ thống khí nén thấp). Ngoài nguyên nhân do ảnh hưởng của điện áp trên lưới đến khả năng phát và tiêu thụ công suất phản kháng còn do bản thân các thiết bị tổ máy làm hạn chế khả năng điều chỉnh.

Thực tế không thể tận dụng toàn bộ nguồn công suát phản kháng nêu trên. Vì yêu cầu phát và tiêu thụ công suất phản kháng tuỳ thuộc vào điện áp cục bộ từng khu vực, khác với điều chỉnh tần số (mang tính chất chung toàn hệ thống), ta không thể dùng lượng công suất phản kháng ở nguồn xa với nút điều chỉnh để điều chỉnh điện áp tại nút đó. Ví dụ: điện áp tại Cần Thơ thấp do thiết công suất phản kháng, trong khi đó

Trị An còn khả năng phát công suất phản kháng,, nhưng việc tăng công suất phản kháng phát của Trị An ảnh hưởng không đáng kể đến điện áp của Cần Thơ đồng thời việc tăng công suất phản kháng ở Trị An sẽ bị hạn chế nếu điện áp ở Trị An hoặc các khu vực lân cận đang cao. Ngoài ra, tại một thời điểm, chỉ có một số tổ hợp các máy phát nhất định tham gia vận hành. Các máy còn lại ở trạng thái sửa chữa hoặc dự phòng, nguồn vô công không được khai thác.

Máy bù động bộ:

Trong hệ thống điện Việt Nam có rất ít máy bù đồng bộ. Hiện tại các máy bù trên hệ thống gồm:

- 4 máy phát của Uông Bí bị hỏng phần tuabin đã chuyển thành máy bù. Công suất bù là 4×11 MVAr. Máy 1 và 2 cung cấp thêm công suất phản kháng cho lưới 35kV địa phương. Máy 3 và 4 đưa lên 110kV.
- 2 máy bù tại trạm Cần Thơ ($2\times9.5MVAr$). Bù cho cấp điện áp 66kV.

Tụ bù ngang:

Các tụ bù ngang trong hệ thống đều là loại không điều chỉnh. Hầu hết các tụ bù ngang đặt phân bố rải trong hệ thống ở các cấp điện áp khác nhau. Các bộ tụ lớn đặt ở cấp điện áp cao ở các nút chính và hạn chế đóng cắt.Các bộ tụ nỏ phân bố rải gần phụ tải. Ngoài ra còn có các thiết bị bù của bản thân các hộ tiêu thụ. Tổng công suất bù ngang bằng tụ đặt ở các cấp điện áp trong hệ thống được tóm tắt ở bảng 4 dưới đây

Bảng 2.3. Tổng công suất tụ bù ngang trong hệ thống điện

Tổng dung lượng bù ngang (MVar)	**Toàn hệ thống**	**Bắc**	**Trung**	**Nam**
110&66kV	1329	701	128	500
Lưới trung áp	661	283	191	187

(*Nguồn: số liệu vận hành của các trung tâm điều độ Miền, cập nhật đến tháng 6/2005*)

Kháng bù ngang và tụ bù dọc trên hệ thống điện 500kV:

Phối hợp vận hành các kháng bù ngang và tụ bù dọc trên lưới điện 500kV đảm bảo:

- Điện áp trên toàn bộ lưới điện 500kV nằm trong giới hạn cho phép trong mọi chế độ vận hành bình thường cũng như khi phóng điện không tảI đường dây hoặc sự cố.
- Nâng cao ổn định vận hành hệ thống qua việc tăng giới hạn truyền tải
- Giảm tổn thất trên lưới điện 500kV
- Cải thiện phân bố điện áp dọc theo chiều dài đường dây.

Phân bố điện áp trên đường dây tuỳ thuộc vào chế độ vận hành hay trào lưu công suất phản kháng trên đường dây. Đối với đường dây 500kV, công suất phản kháng do đường dây sinh ra là rất lớn. Tại mỗi chế độ, trên đường dây 500kV sẽ có một vài điểm phân công suất phản kháng. Tại điểm đó điện áp đường dây là cao nhất là công suất phản kháng sẽ từ điểm đó đổ về 2 đầu đường dây.

- *Điều chỉnh nấc phân áp*:

Hầu hết các máy biến áp truyền tải trong hệ thống điện đều có trang bị bộ điều chỉnh nấc phân áp dưới tải, thường đặt ở phía cao thế của MBA. Trong vận hành các nấc phân áp thường xuyên được điều chỉnh để đảm bảo điện áp tài các hộ tiêu thụ nằm trong phạm vi cho phép. Một số MBA trong hệ thống có trang bị bộ tự dộng thay đổi nấc phân áp nhằm giữ điện áp ở giá trị đặt trước như các máy biến áp 500/220kV ở các trạm 500kV. Thực tế các bộ tự động điều chỉnh điện áp của các máy biến áp thường tách ra do điện áp trong hệ thống điện Việt Nam hiện tại chưa ổn định, vị trí các nấc phân áp thay đổi nhiều lần trong ngày dẫn đến bộ điều áp dưới tải chóng bị hang

Câu hỏi ôn tập cuối chương 2.

Câu 1. Hãy nêu các nguyên tắc điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện.

Câu 2. Hãy nêu phương pháp điều chỉnh tần số trong hệ thống điện.

Câu 3. Xác định phạm vi điều chỉnh cần thiết của tổ máy điều tần với các điều kiện: Δf_{cf} = 0,12 Hz; $K_F = K_{Fht}$ =12; K_{pt} =1,1; K_{dt} =1,05; n = 0,06; m = 0,12

Câu 4. Hệ thống điện gồm 6 tổ máy, trong đó có 3 tổ máy có P_{Fdm}=150MW với K_F =15,3 và ba tổ máy còn lại có P_{Fdm}=250MW, K_F=15. Phụ tải có công suất P_{pt}=790MW và K_{pt}=1,5. Tính điều chỉnh sơ cấp khi phụ tải tăng thêm 90 MW, sao cho tần số không vượt quá ±0,2 Hz so với tần số định mức.

Câu 5. Cho độ dốc của đặc tính điều chỉnh chung của nguồn điện trong hệ thống là $K_{Fht}=16$, độ dốc đường đặc tính phụ tải, $K_{pt}=1,9$, độ dự trữ công suất củ hệ thống là $K_{dt}=1,05$ và giả thiết rằng tất cả các máy phát trong hệ thống đều có thể thay đổi công suất về 2 phía thì khi phụ tải biến đổi 10% thì tần số biến đổi bao nhiêu phần trăm?

Câu 6. Hệ thống điện có phụ tải $P_{pt}=1800MW$, $K_{pt}=1,6$, phụ tải giảm đột nhiên 70 MW. Tính độ lệch tần sô khi không có điều chỉnh tốc độ và khi hệ thống có dự trữ quay 260MW, có diều tốc với $K_{Fht}=25$ (nếu tất cả các tổ máy đều có thể có điều tốc). Cho rằng chỉ có 80% công suất phát tham gia điều tốc.

Chương 3: VẬN HÀNH MÁY PHÁT ĐIỆN

3.1. Đặc điểm và phân loại

Ở Việt Nam hiện nay, có rất nhiều loại nhà máy phát điện năng như nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối,...Tuy nhiên, các công suất cung cấp điện cho phụ tải đa phần chủ yếu tập trung lớp vào hai loại nhà máy nhiệt điện, thủy điện.

3.1.1. Máy phát nhiệt điện

- Máy phát nhiệt điện thuộc loại quay nhanh, tức là có vận tốc lớn, khi vận tốc quay lớn tức là kích thước máy nhỏ, hiệu suất cao nên phải có độ bền cao, phải được gia công bằng rèn liền khối và có dạng cực ẩn
- Trong vận hành không thể tăng đột ngột công suất máy phát nhiệt điện, tốc độ tăng công suất của máy phát nhiệt điện bị hạn chế bởi sự giãn nở nhiệt của phần tuabin và hệ thống cung cấp hơi
- Phần lớn các nhà máy điện thường làm việc theo sơ đồ khối "lò-tuabin-máy phát điện" nên các máy phát nhiệt điện không thể làm việc với phụ tải thấp tùy ý, trong vận hành , máy phát nhiệt điện phải phát công suất lớn hơn hay bằng công suất cực tiểu kỹ thuật (đó là công suất xác định bởi điều kiện cho phép làm việc của phần nhiệt khoảng bằng *30-40%* công suất định mức)

3.1.2. Máy phát thủy điện

- Máy phát thủy điện thuộc loại quay chậm vì vận tốc quay phụ thuộc vào lưu lượng dòng chảy và chiều cao cột nước.
- Số đôi cực của máy phát thủy điện lớn hơn nhiều so với máy phát nhiệt điện nên rôto phải có dạng lắp ghép và kích thước mỗi cực không thể nhỏ để tránh bão hòa mạch từ do đó kích thước của máy phát thủy điện thường lớn.
- Máy phát thủy điện không thể ché tạo hàng loạt mà phảI chế tạo đơn chiếc theo diều kiện thủy năng nơi đặt nhà máy.
- Máy phát thủy điện vận hành linh hoạt hơn, từ trạng thái dừng, để tăng công suất từ không đến định mức chỉ cần vài phút và có thể làm việc với công suất cực tiểu kỹ thuật bằng không.

3.2. Vấn đề làm mát

3.2.1. Vai trò của làm mát trong xu hướng tăng công suất đơn vị

Một trong những vấn đề quan trọng nhất của máy phát điện là tăng công suất đơn vị, tức là tăng công suất định mức mỗi máy phát, với những máy phát công suất lớn khi vận hành cũng kinh tế hơn vì sẽ giảm được tiêu hao vật liệu cho một đơn vị công suất.

Về phương diện làm mát, công suất định mức của máy điện được biểu diễn bằng công thức:

$$S_{đm}=k.n.B.D_1^2.lA._l\ (KVA) \qquad (3.1)$$

Trong đó:

k: hệ số tỷ lệ

n: vận tốc quay định mức, vg/ph;

B: từ cảm trong khe hở không khí, Tesla;

D_1: đường kính của stato, cm

l: chiều dài tác dụng của lõi thép stato. cm

A_l: phụ tải đường của stato, A/cm

- Từ công thức trên người ta thấy rằng muốn tăng công suất của máy phát phải tăng kích thước của máy phát, và phải tăng phụ tải đường của statovà rôto, khi kích thước đã ở giới hạn thì muốn tăng công suất máy phát phải tăng mật độ dòng điện trong các cuộn dây của nó, khi đó máy phát điện sẽ bị nóng vì vậy phải tăng cường làm mát.

- Yêu cầu chung của hệ thống làm mát máy phát điện là phải đảm bảo nhiệt độ của cuộn dây rôto không vượt quá 130^0C của cuộn dây lõi thép stato không quá 105^0C.

3.2.2. Các môi chất và hệ thống làm mát

- ***Các môi chất làm mát***

Để làm mát máy phát điện người ta thường dùng các môi chất sau đây:

- Không khí: không khí làm mát máy phát điện có ưu điểm hơn hẳn các môi chất khác là rẻ tiền vì vậy nó được dùng rộng rãI để làm mát các máy phát nhỏ và trung

bình , để tăng hiệu quả làm mát của không khí thì trước khi làm mát máy phát điện người ta có thể làm mát không khí bằng nước sông hồ, và có thể cho không khí chuyển động với vận tốc lớn.

- Khí hydro: hiệu quả làm mát bằng khí hydro hơn hẳn không khí và nếu làm mát bằng khí hydrovới áp suất cao (có thể đến 4.10^5 N/m^2) thì công suất của máy phát có thể tăng đến 30%.

- Nước: làm mát máy phát điện bằng nước rất hiệu quả vì nhiệt dẫn và khả năng tỏa nhiệt của nó rất lớn nhưng hệ thống làm mát phức tạp, nước thường dùng để làm mát cho những máy phát có công suất cực lớn, khi đó dây dẫn phải rỗng, nước được chảy trong lòng dây dẫn.

- ***Các hệ thống làm mát***

1. Hệ thống làm mát gián tiếp

Trong hệ thống này môi chất làm mát chạy bên ngoài cách điện của dây dẫn, trong các khe hở thông gió mà không tiếp xúc trực tiếp với phần kim loại của dây dẫn. Do đó giữa môi chất và dây dẫn có độ chênh lệch nhiệt độ tương đối lớn, tức là hiệu quả làm mát kém. Trong hệ thống này sử dụng môi chất là không khí hoặc hydro.

a. Hệ thống làm mát gián tiếp bằng không khí

Hệ thống này lại chia ra hệ thống kín và hệ thống hở như sau:

- Hệ thống hở: trong hệ thống này dùng không khí mát tự nhiên quạt vào máy phát điện để làm mát nó, không khí nóng sau khi làm mát được thải ra ngoài, ưu điểm là đơn giản nhưng kém hiệu quả, chỉ dùng cho các máy phát điện Diesel công suất nhỏ.

- Hệ thống kín: chỉ dùng một lượng không khí nhất định chạy tuần hoàn, không khí sau khi làm mát bị nóng lên lại được đưa vào bộ làm mát không khí bằng nước(nước chạy trong ống, không khí nóng chạy bên ngoài)

b. Hệ thống làm mát gián tiếp bằng hydrô

Khi dùng hydrô thì chỉ có hệ thống kín, hydrô cũng chạy tuần hoàn trong các khe hở thông gió,sau khi làm mát máy phát điện, hydrô bị nóng lên lại được làm mát bằng nước tương tự như hệ thống làm mát bằng không khí, Hydrô có thể gây nổ khi đạt được một tỷ lệ nhất định với oxy, vì vậy hệ thống làm mát bằng khí hydro phải kín và áp suất của khí hydrô trong hệ thống làm mát phải lớn hơn áp suất khí quyển

ít nhất là $0{,}03.10^5$ N/m^2 nhằm tránh cho õ xy trong không khí không xâm nhập vào hệ thống làm mát chứa đầy hydrô để có thể tạo thành tỷ lệ thích hợp gây cháy,

2. Hệ thống làm mát trực tiếp

Như đã trình bầy ở trên hệ thống làm mát trực tiếp, dây dẫn phải rỗng, trong hệ thống này sử dụng môi chất làm mát là hydrô hoặc nước, làm mát trực tiếp được thực hiện cho cả rto và stato. Nước dùng làm mát máy phát điện phải tinh khiết (nước cất). Nước làm mát cho rôto được đưa vào đầu này lấy ra đầu kia của trục rôto.

Việc sử dụng môi chất làm mát và phương thức làm mát tùy thuộc vào công suất đơn vị của máy phát.

3.3. Hệ thống kích từ máy phát điện đồng bộ

Hệ thống kích từ có nhiệm vụ cung cấp dòng kích từ một chiều cho máy phát điện khi làm việc bình thường và thực hiện kích từ cưỡng bức khi cần thiết.

Yêu cầu đối với hệ thống kích từ:

- Hệ thống kích từ cần phải cung cấp bảo đảm dòng kích từ cho máy phát không những trong điều kiện bình thường mà cả khi sự cố trong hệ thống(được đặc trưng bởi thông số bội số kích từ cưỡng bức- bội số áp $k_U = \frac{U_{ktgh}}{U_{ktdm}}$ và bộ số dòng $k_I = \frac{I_{ktgh}}{I_{ktdm}}$)

- Trong chế độ làm việc bình thường hệ thống kích từ phải được tự động điều chỉnh ổn định khi phụ tải của máy phát thay đổi từ không đến giới hạn định mức, khi đó điện áp trên cực của nó giao động trong giới hạn ± 5%.

- Tác động nhanh: đây là yếu tố quan trọng liên quan chặt chẽ đến khả năng ổn định động của hệ thống, nói chung vận tốc kích từ của một hệ thống kích từ không được thấp hơn $2U_{ktđm}$/giây. Khi máy phát điện làm việc với đường dây tải điện chiều dài lớn, vận tốc kích từ phảI bằng từ 7 đến 9 $U_{ktđm}$/giây.

- Hệ thống kích từ cần phải đạt được điện áp kích từ lớn nhất có thể trong thời gian nhất định để đảm bảo phục hồi sự làm việc bình thường sau khi giải trừ sự cố.

+ Đại lượng điện áp kích từ cưỡng bức giới hạn lớn nhất xác định bởi quá điện áp cho phép của mạch kích từ , nói chung bội số điện áp khi kích từ cưỡng bức của một hệ kích từ không được thấp hơn $2U_{ktđm}$.

+ Dòng điện kích từ lớn nhất khi kích từ cưỡng bức giới hạn phụ thuộc vào phát nóng cho phép của rôto, thời gian duy trì phải bằng khoảng từ 20-50giây (phụ thuộc

vào kiểu kích từ, là đại lượng rất quan trọng để đảm bảo sự làm việc ổn định của hệ thống sau khi cắt ngắn mạch trong lưới).

3.4. Máy phát điện đồng bộ làm việc với tải đối xứng

3.4.1. Đặc điểm

- Là chế độ đồng bộ ổn định: vận tốc rôto và từ trường quay phần tĩnh cùng bằng vận tốc đồng bộ nhờ cân bằng giữa mômen cơ và mô men điện.
- Chế độ làm việc bình thường được hiểu là chế độ đối xứng, khi đó tổng trở ba pha đối xứng.
- Trong chế độ làm việc bình thường các thông số của máy phát điện : công suất tác dụng P, công suất phản kháng Q, hệ số công suất $\cos\varphi$ dòng điện phần tĩnh I, dòng điện phần quay I_f , sức điện động ngang trục E_q, điện áp U không vượt quá giới hạn cho phép làmg việc bình thường.

3.4.2. Các chế độ làm việc

- Chế độ làm việc khi $E_q=const$, còn $P=var$: ở chế độ này khi P tăng hoặc giảm ngoài việc phải tăng hoặc giảm hơi (hoặc nước) vào tuabin để độ dự trữ ổn định tĩnh không đổi còn cần phải tăng giảm dòng kích từ cho phù hợp.
- Chế độ làm việc khi $E_q=var$ ($I_{kt}=var$) còn $P=const$:
- Chế độ làm việc khi tất cả các thông số thay đổi : Khi vận hành ở chế độ này phải chú ý đến các giá trị ($U,I,$ $I_{ktđm}$ nằm trong phạm vi cho phép).

3.5. Máy phát điện đồng bộ làm việc với tải không đối xứng

3.5.1. Khái niệm

Chế độ không đối xứng là một trong những chế độ làm việc không bình thường của máy phát điện, trong đó dòng và áp ba pha không đối xứng (không đối xứng có thể là module, có thể là góc pha hoặc cả hai).

3.5.2. Nguyên nhân

- Do phụ tải không đối xứng (có thể là do các phụ tải một pha không cân pha…).
- Do đường dây ba pha không được hoán vị hoặc hoán vị không hoàn toàn, nhất là đối với các đường dây cao áp.
- Do áp dụng chế độ làm việc không toàn pha, tức là chế độ đường dây ba pha chỉ làm việc trên hai pha hoặc một pha.

- Do sự cố không đối xứng như ngắn mạch một pha, hai pha với nhau hay với đất, sự cố ngắn mạch kèm theo đứt dây.

Ba nguyên nhân đầu gây nên chế độ không đối xứng lâu dài, nguyên nhân sau gây nên không đối xứng ngắn hạn.

Ngoài ra, hai chế độ làm việc lớn như trên thì máy phát điện đồng bộ làm việc thường gặp các chế độ làm việc như sau:

a. Chế độ quá tải

- *Khái niệm*:

Chế độ quá tải là một trong những chế độ làm việc không bình thường của máy phát điện, đó là ché độ mà dòng điện phần tĩnh hoặc dòng điện phần quay vượt quá giá trị định mức.

- *Nguyên nhân:*

- Nguyên nhân quá tải dòng phần tĩnh là do ngắn mạch ngoài khu vực bảo vệ của máy phát, do mất đồng bộ hoặc do mở máy các động cơ điện có công suất lớn.

- Nguyên nhân quá tải dòng phần quay là khi kích từ bị cưỡng bức.

- *Thiệt hại*

Khi quá tải nhiệt độ và ứng lực sinh ra trong các cuộn dây tăng cao, nhất là khi ngắn mạch ngoài. đại lượng quá tải càng lớn và thời gian quá tải càng dài thì tác hại về cơ và nhiệt càng cao, đại lượng quá tải và thời gian quá tải cho phép do nhà chế tạo cung cấp, những máy phát điện làm mát trực tiếp rất nhạy với sự thay đổi của nhiệt độ nên khả năng quá tải kém hơn so với các máy làm mát gián tiếp.

b. Chế độ không đồng bộ

- *Khái niệm*

Chế độ không đồng bộ của các máy điện nói chung là chế độ làm việc với vận tốc rôto khác với vận tốc đồng bộ, đối với máy phát đồng bộ thì chế độ làm việc không đồng bộ là chế độ mà vận tốc của rôto lớn hơn vận tốc đồng bộ.

1. Nguyên nhân

Khi có cân bằng mômen, mô men thừa trên trục rôto

$$M_{th}=M_{cơ} - M_{đb} = 0 \left(M_{db} = \frac{1}{\omega_{db}} . \frac{E_q . U}{X_d} . \sin \delta \right) \qquad (3.2)$$

Chế độ không đồng bộ xuất hiện do mất cân bằng mômen, có hai nguyên nhân dẫn đến mất cân bằng mômen.

- Khi dòng điện kích từ hay nói cách khác khi sức điện đông E_q giảm xuống làm cho mômen đồng bộ giảm xuống, trên trục rôto xuất hiện mômen thừa và vận tốc rôto tăng lên lớn hơn vận tốc đồng bộ (máy phát điện có thể trở lại làm việc đồng bộ hay không còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố).

- Khi ngắn mạch, điện áp tụt xuống làm mômen điện giảm xuống, mô men thừa xuất hiện và rôto tăng tốc lớn hơn vận tốc đồng bộ . Sau khi cắt ngắn mạch, điên áp được phục hồi máy phát điện có khả năng làm việc trở lại hoặc mất ổn định buộc phải cắt ra khỏi hệ thống điện.

c. Chế độ cộng hưởng tần số thấp

Khi máy phát làm việc do trong mạch điện có các phần tử RLC nên trong máy phát có thể xuất hiện hiện tương cộng hưởng tần số khi xuất hiện một tần số nhiễu $f_{nh} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$ .nếu không có biện pháp ngăn chặn thì rôto sẽ sẽ bị hư hỏng.

Biện pháp để ngăn ngừa tác hại của cộng hưởng tần số thấp:

- Hiệu chỉnh các thông số của bộ điều chỉnh kích từ vì trong biểu thức xác định mômen có liên quan đến dòng kích từ.

- Đóng thêm điện trở vào mạch stato.

d. Tự kích thích và tự dao động của máy phát điện

Tự kích thích và tự dao động là hai dạng khác nhau của chế độ không ổn định của máy phát điện.

- *Tự kích thích*

- Là chế độ không ổn định điện từ phát sinh khi điện kháng của máy điện và điện dung mắc nối tiếp với nó có quan hệ nhất định. Tự kích thích đặc trưng bởi sự tăng dòng và điện áp không kiểm soát được trong tất cả các phần tử của hệ thống điện, quá trình tăng dòng điện và điện áp có thể là chu kỳ hoặc không chu kỳ. Khi đó nhân viên vận hành mất khả năng điều khiển chế độ của máy phát điện bị tự kích thích mặc dù dòng và áp đang xác lập với giá trị nguy hiểm.

- Biện pháp loại trừ: đóng thêm điện trở tác dụng vào mạch stato.

- *Tự dao động*

- Tự dao động làm xuất hiện mômen cản khi máy phát điện làm việc với lưới có điện trở tác dụng tương đối lớn và làm cho rôto dao động. Các dao động này có thể tồn tại lâu dài cùng chế độ làm việc đồng bộ hoặc tự tăng lên dẫn đến mất đồng bộ.

- Biện pháp ngăn cản: sử dụng tự động điều chỉnh kích từ.

e. Chế độ làm việc của máy phát như máy bù đồng bộ

Trong chế độ này máy phát chủ yếu phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng, còn công suất tác dụng máy phát sẽ tiêu thụ từ lưới một ít để bù vào tổn thất đồng, thép và ma sát hoặc phát một lượng tối thiểu bằng công suất tác dụng cực tiểu kỹ thuật.

Chế độ này phát sinh, đối với máy phát thủy điện khi làm việc trong mùa khô thiếu nước, đối với máy phát nhiệt điện, do sửa chữa lâu dài tuabin hoặc do đặc tính tiêu hao nhiên liệu của tổ máy trở nên không kinh tế.

Khi làm việc như máy bù, phát công suất phản kháng, máy phát làm việc theo chế độ quá kích từ, tức là dòng kích từ lớn hơn dòng không tải. Khi máy phát làm việc với với đường dây dài, điện áp cao, trong thời gian phụ tải cực tiểu, máy phát tiêu thụ công suất phản kháng của đường dây sinh ra để tránh quá điện áp, khi đó máy phát làm việc trong ché độ thiếu kích từ, tức là dòng kích từ nhỏ hơn dòng không tải.

Vì vậy khi vận hành, quản lý máy phát phải nắm bắt được nguyên nhân các chế độ của máy phát để có giải pháp kỹ thuật trong quản lý, vận hành.

3.6. Máy phát điện đồng bộ làm việc song song

3.6.1. Sự cần thiết làm việc song song của các máy phát điện đồng bộ

Thông thường các máy phát điện đồng bộ được nối với nhau thành một hệ thống nhất để đảm bảo cung cấp điện liên tục và tiết kiệm năng lượng đầu vào, ví dụ một khách sạn cần công suất 2000 KVA người ta sẽ lắp 02 máy phát điện Diesel 1000 KVA làm việc song song với nhau, khi một máy sửa chữa thì máy còn lại vẫn có khả năng cung cấp cho1/2 công suất của phụ tải , khi phụ tải nhỏ có thể chạy 01 máy để tiết kiệm nhiên liệu.

3.6.2. Các điều kiện làm việc song song của máy phát điện đồng bộ

- Điện áp không tải của 02 máy phát hoặc điện áp không tải của máy phát và lưới điện phải bằng nhau. Nếu điều kiện này không đảm bảo khi đóng điện hoà đồng bộ máy sẽ mang tải đột ngột tạo dòng điện nvà lực điện động lớn ảnh hưởng đến tuổi thọ của máy.

Cách kiểm tra: Dùng 02 vôn kế để đo điện áp của 02 máy hoặc điện áp của máy với lưới điện.

- Tần số của 02 máy phát đồng bộ hoặc tần số của máy phát với tần số của lưới phải bằng nhau.

Cách kiểm tra: Dùng 02 tần số kế để đo tần số của 02 máy hoặc đo tần số của máy và tần số của lưới điện.

- Thứ tự pha của 02 máy phải giống nhau: nếu điều kiện này không đạt được tại thời điểm nào đó sau khi hoà đồng bộ máy phát điện có thể bị ngắn mạch bởi 02 pha

Cách kiểm tra: dùng thiết bị báo thứ tự pha hoặc dùng động cơ 03 pha rôto lồng sóc để thử (nếu trên cả 02 nguồn động cơ có cùng chiều quay là đảm bảo).

- Tại thời điểm hoà đồng bộ, các pha tương ứng của 02 máy phát hoặc của máy phát với lưới phải trùng pha.

Cách kiểm tra: tuỳ theo phương pháp hoà đồng bộ.

3.6.3. Các phương pháp hoà đồng bộ

a. Hoà đồng bộ chính xác:

Các điều kiện làm việc song song được kiểm soát chặt chẽ bằng các phương tiện đo lường và điều khiển chính xác. Cách kiểm tra các điều kiện hoà đồng bộ.

- Hoà đồng bộ bằng phương pháp dùng ánh sáng đèn: ánh sáng đèn quay và tối sáng.

+ Phương pháp ánh sáng đèn quay: đem đôi bóng đèn 220V nối tiếp nhau rồi nối vào các đầu, thời điểm hoà đồng bộ là lúc cặp đèn mắc tương ứng (A_{ph1}-A_{phII} tắt hẳn, hai cặp còn lại ($B_{phI} - C_{phII}$ và $C_{phI} - B_{phII}$) sáng bằng nhau.

+Phương pháp hoà tối sáng: dùng các cặp đèn nối tiếp nhau, nối vào các đầu tương ứng của 02 máy (hoặc máy với lưới) thời điểm hoà đồng bộ là thời điểm tất cả các đèn đều tắt.

- Hoà đồng bộ bằng phương pháp dùng cột đồng hồ: cột đồng hồ bao gồm ba chiếc đồng hồ bố trí theo phương thẳng đứng (gọi là cột) đồng hồ báo thời điểm trùng pha của điện áp của hai máy, đồng hồ tần số kép đo tần số 02 máy và đồng hồ vôn kế kép đo điện áp của 02 máy. Thời điểm hoà đồng bộ là thời điểm kim tần số kế, kim vôn kế của 02 máy trùng nhau và kim đồng hồ báo trùng pha nằm theo phương thẳng đứng.

- Thiết bị hoà đồng bộ điện tử: thiết bị này dùng nguyên lý so sánh theo kiểu logic hoặc số; nếu điều kiện hoà đồng bộ (*tần số, điện áp*) đảm bảo thì thiết bị sẽ đóng tiếp điểm lệnh cho máy cắt đóng điện để thực hiện hoà đồng bộ.

b. Hoà đồng bộ bằng phương pháp không chính xác.

Theo phương pháp này cho máy phát điện quay đến gần đến tốc độ đồng bộ, rồi đóng thẳng máy phát vào lưới, đồng thời cấp kích thích cho máy, momen đồng bộ sẽ tự động kéo máy phát vào chế độ đồng bộ. chỉ cần chú ý là phải nối tắt dây quấn kích thích của máy phát qua một điện trở gọi là điện trở triệt từ trước khi đóng máy phát vào lưới, nếu không điện áp cảm ứng trong dây quấn kích thích rất lớn có thể gây đánh thủng cách điện vòng dây của dây quấn kích thích.

3.7. Điều chỉnh công suất máy phát điện đồng bộ

3.7.1. Điều chỉnh công suất tác dụng

a. Đối với lưới có công suất vô cùng lớn

Tại thời điểm ngay sau khi hoà đồng bộ, dòng điện qua máy phát bằng không, nghĩa là máy chưa thực hiện phát điện vào lưới, muốn cho máy phát phát công suất tác dụng vào lưới cần tăng công suất đầu vào (trường hợp động cơ sơ cấp là tua bin hơi hoặc tua bin nước cần phải điều chỉnh độ mở cánh tua bin để lượng hơi hoặc nước vào nhiều , nếu là động cơ Diesel phải tăng gas để nhiên liệu vào nhiều hơn). Công suất tác dụng của máy là:

$$P = mU_{ph}I_{ph}\cos\varphi \qquad (3.3)$$

b. Đối với lưới có công suất có hạn

Nếu 2 hoặc 3 máy phát điện có công suất xấp xỉ nhau làm việc song song cần chú ý nếu tăng công suất của máy này phải giảm tương ứng công suất của máy kia và ngược lại, nếu không tần số của hệ thống sẽ thay đổi do mất cân bằng công suất của nguồn và tải.

3.7.2. Điều chỉnh công suất phản kháng

Muốn tăng công suất phản kháng vào lưới vô cùng lớn cần tăng dòng điện kích thích của máy phát.

Nếu lưới công suất có hạn, muốn tăng công suất phản kháng của máy này phải giảm công suất phản kháng của máy kia và ngược lại.

3.8. Vận hành tổ máy phát điện diesel (Ddiêzen)

Tổ máy phát điện Diesen là máy phát điện mà động cơ sơ cấp là động cơ Diesel. Tổ máy phát điện Diesel hiện nay được ding nhiều để làm nguồn dự phòng khi mất điện lưới. Trong lĩnh vực vận hành cần chú ý những điểm sau:

a. Hệ thống đo lường

Thông thường một tổ máy phát điện Diesel có các thiết bị đo lường và chỉ thị nsau:

- Đo điện áp
- Đo dòng điện
- Đo công suất tác dụng
- Đo tần số
- Đo tốc độ
- Đo công suất phản kháng hoặc đo $\cos\varphi$
- Đo nhiệt độ làm mát
- Đo nhiệt độ dầu bôi trơn
- Đo áp suất dầu bôi trơn
- Thời gian chạy
- Điện áp acquy khởi động
- Đo mức nhiên liệu nếu có thùng nhiên liệu đi kèm
- Các chỉ thị báo tình trạng máy: nhiệt độ nước, áp suất dầu, tốc độ, các sự cố khác… nếu tất cả các đèn chỉ thị trên đều tắt khi bật khoá điện là máy đã sẵn sàng để khởi động, nếu 1 trong các đèn sáng máy sẽ không cho phép khởi động hoặc sẽ tự động dừng máy nếu máy đang làm việc. Khi vận hành đèn nào sáng ta cần kiểm tra lại chế độ tương ứng để khắc phục.

Hiện nay một số hãng còn trang bị hệ thống đo lường chỉ thị số và còn để sẵn cổng khi cần có thể nối với máy tính để có thể theo dõi, giám sát từ xa.

b. Hệ thống thiết bị bảo vệ

Tổ máy phát điện thường được bảo vệ bằng các thiết bị sau:

- Bảo vệ quá tải và ngắn mạch đối với máy phát sử dụng aptomat hoặc máy cắt.
- Bảo vệ mất pha, lệch pha bằng bộ bảo vệ mất pha.
- Bảo vệ chạm vỏ.
- Bảo vệ quá tốc độ động cơ sơ cấp.

- Bảo vệ quá nhiệt cho động cơ sơ cấp (nhiệt độ nước).
- Bảo vệ áp suất dầu thấp.
- Bảo vệ mức dầu bôi trơn thấp.
- Bảo vệ mức nước làm mát thấp.
- Các bảo vệ khác.

Sau khi lắp đặt xong cần kiểm tra có thể kiểm tra bộ bảo vệ áp suất dầu thấp bộ bảo vệ quá nhiệt nước làm mát bằng cách nối tắt các cực của rơ le lại xem có tác động không, có thể kiểm tra bộ bảo vệ mức nước trong két thấp bằng cách dùng tay di chuyển phao cho tới khi công tắc tác động. Ngoài ra các bảo vệ khác có thể kiểm tra bằng các thiết bị chuyên dùng. Thường khi tiến hành nghiệm thu cần có biên bản theo danh mục các hạng mục cần kiểm tra.

c. Hệ thống điều khiển của tổ máy

Hệ thống điều khiển của tổ máy có thể bao gồm:

- Điều khiển quá trình tự động chuyển nguồn (ATS): Dùng để tự động chuyển đổi từ nguồn chính sang nguồn máy phát khi nguồn chính bị sự cố. Khái niệm nguồn sự cố bao gồm: mất nguồn, mất pha, ngược thứ tự pha, chất lượng điện áp không đảm bảo (độ lệch điện áp).

Nguyên tắc làm việc: nếu chất lượng điện của nguồn không đảm bảo, bộ phận so sánh sẽ phát tín hiệu cho bộ điều khiển, bộ phận điều khiển sẽ phát tín hiệu để khởi động máy phát, khi điện áp máy phát được thiết lập đảm bảo chất lượng điện, bộ so sánh sẽ cấp tín hiệu cho bộ chuyển mạch tác động chuyển tải từ lưới sang máy phát. khi lưới được phục hồi ổn định, sau một quãng thời gian ngắn (5-20 phút) bộ điều khiển tác động lên bộ chuyển mạch, tải lại được chuyển về nguồn cung cấp chính, máy phát chạy không tải một thời gian rồi tự tắt. Yêu cầu của khối chuyển mạch là phải có công suất chuyển mạch lớn, thời gian chuyển mạch nhanh, độ tin cậy cao, gọn nhẹ, dễ bảo dưỡng.

Bộ chuyển mạch thường dùng aptomat gồm 02 aptomat đấu ngược nhau, được nối liên động cơ khí với nhau, khi chuyển mạch aptomat này đóng thì aptomat kia ngắt và ngược lại. Ngoài ra có thể sử dụng các bộ chuyển mạch bằng công tắc tơ, chuyển mạch bằng bộ khoá đảo chiều, cầu dao đảo chiều…

- Điều khiển quá trình tự động ổn định tốc độ: để ổn định tần số và điện áp yêu cầu tốc độ động cơ sơ cấp phải ổn định. Để đáp ứng yêu cầu này người ta lắp vào động cơ bộ tự động điều tốc.

- Điều khiển quá trình khởi động: có thể trang bị khởi động bằng chìa khoá (giữ chì khoá cho đến khi máy khởi động được thì trả chìa khoá về nấc chạy hoặc điều khiển khởi động tự động khi mất điện lưới.

Các bộ phận chính của hệ thống khởi động bằng điện bao gồm:

+ Động cơ điện một chiều điện áp 24V hoặc 12 V: Khi vận hành cần chú ý xem cổ góp có bị đánh lửa nhiều không, các chổi than và các lò xo ép chổi than có tốt không.

+ Acquy khởi động: thường xuyên kiểm tra mức và nồng độ dung dịch của acquy.

+ Cuộn hút khởi động.

+ Rơ le khởi động động để đóng điện cho cuộn hút.

+ Công tắc khởi động.

+ Máy phát nạp acquy.

Bộ nạp acquy bổ sung tự động.

- Tự động dừng máy.
- Tự động sấy nóng máy để sẵn sàng cho quá trình khởi động

3.9. Vận hành lưới điện

a. Nội dung công tác vận hành lưới điện

Công tác vận hành lưới điện gồm các công việc:

- Điều khiển lưới điện đang làm việc trong chế độ xác lập bình thường theo chương trình đã chuẩn bị trước.
- Xử lý các tình huống sự cố: ngắn mạch, thiết bị phân phối điện bị hỏng đột nhiên do già hoá cách điện, do thời tiết hoặc yếu tố ngẫu nhiên khác.
- Lập chương trình vận hành ngắn hạn: tính toán chọn sơ đồ vận hành của lưới điện, tính chỉnh định thiết bị điều khiển, bảo vệ.
- Sửa chữa, bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp.
- Thực hiện các công tác, cải tạo, nâng cấp lưới điện.

b. Mục đích của vận hành lưới điện

- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện hợp lý cho phụ tải.

- Đảm bảo an toàn điện cao cho lưới điện trong chế độ bình thường cũng như sự cố.
- Đảm bảo chất lượng điện áp
- Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao: tổn thất công suất trong chế độ max và tổn thất điện năng thấp nhất, phối hợp với nguồn điện đảm bảo cho chi phí sản xuất nhỏ nhất

c. Các thiết bị dùng cho mục đích điều khiển lưới điện.

- *Để điều khiển ở chế độ bình thường*

- Máy cắt, dao cách ly, dao cách ly tự động.
- Thiết bị điều chỉnh điện áp: máy biến áp điều áp dưới tải, máy điều chỉnh điện áp, máy biến áp điều áp dưới tải.
- Tụ bù dọc, tụ bù ngang, kháng bù dọc, kháng bù ngang.
- Thiết bị FACTS: tụ bù ngang SVC, tụ bù dọc điều khiển tức thời, hoặc tự động bằng thyristor.
- Thiết bị cân bằng pha hay lọc các sóng hài bậc cao của điện áp, dòng điện.

Các thiết bị đóng cắt và điều chỉnh có thể điều khiển tự động theo chương trình cho trước, điều khiển dưới tải từ xa, hoặc điều khiển tại chỗ bởi các nhân viên điều độ.

- *Để bảo vệ và điều khiển khi sự cố*

- Bảo vệ rơ le, thiết bị tự động đóng lập lại.
- Máy cắt, dao cách ly tự động.
- Tự động đóng nguồn dự trữ, tự động sa thải phụ tải…

d. Phương thức vận hành lưới điện

- *Điều khiển các thông số của chế độ bằng cách:*

- Thay đổi cấu trúc của lưới điện: thay đổi số phần tử chính là đường dây điện và máy biến áp…tham gia vận hành, thay đổi sơ đồ nối dây của lưới điện như: cắt bớt máy biến áp trong chế độ non tải, đưa đường dây điện nào đó vào bảo dưỡng hay dự phòng.
- Thay đổi thông số của các phần tử điều khiển được trên lưới điện như: điện trở cảm kháng, hệ số biến áp, trạng thái bù, kháng bù, thông số của các thiết bị tự động, thông số chỉnh định rơ le…Số lượng và chất lượng các thiết bị điều khiển quyết định hiệu quả điều khiển.

- *Điều khiển lưới điện chia làm 2 giai đoạn:*

- Điều khiển tức thời nhờ các thiết bị điều khiển tự động như: điều khiển kích từ ở máy phát, SVC, rơ le tự đóng lại, tự đóng nguồn dự trữ, máy biến áp điều áp dưới tải tự động, dao cách ly tự động. Các thiết bị tự động theo dõi liên tục thông số chế độ cần điều khiển và tự động thay đổi trạng thái mới khi các thông số, chế độ biến thiên quá giới hạn cho phép.

Điều khiển tức thời nhằm đảm bảo an toàn cho lưới điện, đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cho các phụ tải yêu cầu độ tin cậy cao, chất lượng điện áp bảo đảm.

- Điều khiển chậm do nhân viên vận hành thực hiện: đảm bảo chất lượng điện áp, độ tin cậy cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng. Điều khiển chậm có thể thực hiện thường xuyên trong giờ dưới tải, hoặc theo mùa trong năm. Ví dụ thay đổi đầu phân áp của máy biến áp có điều áp dưới tải, đóng cắt tụ bù, kháng bù...đóng cắt máy biến áp, thay đổi đầu phân áp của máy biến áp điều áp dưới tải.

3.10. Vận hành trạm biến áp

3.10.1. Yêu cầu về vận hành trạm biến áp

Vận hành sao cho công suất và số lượng máy đảm bảo các yêu cầu về cung cấp điện liên tục, chi phí vận hành hàng năm thấp.

3.10.2. Khả năng tải

Theo định nghĩa, công suất định mức của máy biến áp là tải lớn nhất không đổi có thể qua máy biến áp trong thời gian làm việc của nó trong điều kiện nhiệt độ tính toán của môi trường.

Trong thực tế tải qua máy biến áp luôn thay đổi và trong phần lớn thời gian phục vụ của nó tải thấp hơn định mức do đó hao mòn cách điện giảm đi và thời gian phục vụ tăng lên do đó trong trường hợp cần thiết có thẻ cho máy biến áp quá tảI mà không ảnh hưởng đến thời gian phục vụ, có hai quy tắc quá tải.

- *Quá tải bình thường*

Quá tải bình thường phát sinh khi trong thời gian xét (thường là một ngày, đêm) có một khoảng thời gian, tải của máy biến áp lớn hơn công suất định mức của nó (thời gian quá tải), khoảng thời gian còn lại tải lại thấp hơn công suất định mức (thời gian non tải). Tính toán quá tải bình thường dựa trên cơ sở xét thời gian hao mòn cách điện quá mức khi quá tải bằng được bù lại hao mòn cách điện dưới định mức trong

thời gian non tải. Mức độ quá tải cho phép tuân theo nhà chế tạo và thường không quá 30% công suất định mức và tổng thời gian quá tải phải nhỏ hơn tổng thời gian non tải.

- *Quá tải sự cố*

Quá tải sự cố phát sinh khi một số máy biến áp làm việc song song có một máy sự cố ngắt ra khỏi lưới, đại lượng quá tải sự cố không phụ thuộc vào đồ thị phụ tải làm việc bình thường trước đó mà phụ thuộc vào đồ thị phụ tải khi quá tải sự cố và thường không quá 40% trong thời gián không quá 5 ngày đêm, đồng thời trong thời gian quá tải, nhiệt độ của máy biến áp không được quá 140^0C.

3.10.3. Vận hành song song

- *Khái niệm*

Các máy biến áp được gọi là vận hành song với nhau khi cuộn sơ và thứ cấp của chúng tương ứng được nối điện với nhau. Khi đó sự phân bố công suất giữa các máy phụ thuộc lẫn nhau vào thông số của chúng.

Các máy biến áp đặt cạnh nhau, cùng đồng thời làm việc nhưng thứ cấp hoặc sơ cấp của chúng không nối điện với nhau tức là chúng không làm việc song song với nhau, khi đó dòng công suất qua các máy độc lập với nhau.

Người ta phân biệt hai trường hợp máy biến áp làm việc song song.

- Làm việc song song "cực nối cực" là trường hợp các máy biến áp đặt cách nhau ở các trạm biến áp tăng hoặc giảm áp. Tổng trở các thanh góp mà các máy biến áp nối vào rất nhỏ và có thể bỏ qua, do đó dòng công suất qua các máy làm việc song song chỉ phụ thuộc vào thông số của chúng.
- Làm việc song song qua tổng trở trung gian. Chế độ làm việc này thường gặp trong một số trường hợp.

+ Các máy biến áp làm việc song song trong lưới được nối với nhau qua đường dây trên không hoặc đường dây cáp.

+ Các máy biến áp làm việc song song ở các nhà máy điện có thanh góp phân đoạn bằng kháng điện mà các náy bién áp được nối với các phân đoạn thanh góp khác nhau. Khi đó tổng trở đường dây và kháng điện có giá trị đáng kể và cần phải được tính đến khi xác định dòng công suất qua mỗi máy biến áp. Trong trường hợp tải đặt ở những vị trí khác nhau của đường dây , sự phân bố tải giữa các máy biến áp làm việc

song song trở thành vấn đề của lưới, vì vậy để đơn giản chúng ta chỉ xét trường hợp máy biến áp làm việc song song "cực nối cực".

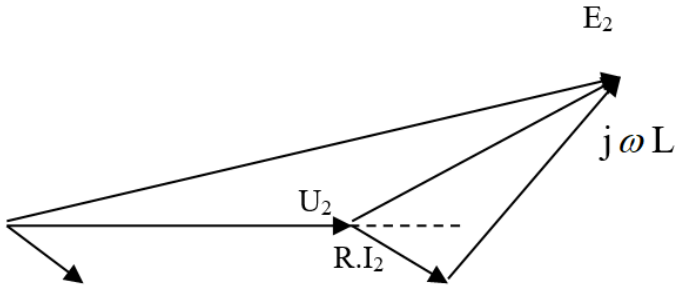
- *Yêu cầu của các máy biến áp làm việc song song*

Yêu cầu lớn nhất của các máy biến áp làm việc song song là công suất tổng sử dụng được của chúng gần bằng tổng công suất định mức của máy biến áp. Điều đó có thể đạt được khi thỏa mãn các điều kiện sau:

- Khi không tải, không có dòng tuần hoàn ở phía thứ cấp, vấn đề này liên quan đến tỷ số biến đổi và tổ nối dây của các máy biến áp.

- Tải được phân bố tỷ lệ với công suất định mức của chúng, điều đó liên quan đến điện áp ngắn mạch của máy biến áp.

- Dòng trong các máy biến áp đồng pha với nhau. Tam giác điện áp giáng, tức là tam giác tổng trở của các máy biến áp quyết định vấn đề này được thể hiện như sau:



Hình 3.1. Sơ đồ vectơ thể hiện tam giác tổng trở của các máy biến áp

Tam giác có 2 cạnh góc vuông là $R.I_2$ và $j\omega LI_2$ là tam giác điện áp giáng của máy biến áp.

Trong đó:

- U_2: điện áp thứ cấp
- I_2: dòng tải phía thứ cấp
- R và ωL : điện trở và điện kháng của các cuộn dây máy biến áp tính đổi về phía thứ cấp.

- *Điều kiện cho phép làm việc song song của các máy biến áp*

Theo quy định EEC, điều kiện cho phép làm việc song song của các máy biến áp như sau:

- Tổ nối dây: các máy biến áp phải có tổ nối dây tương đồng, tức là các tổ nối dây mà khi máy biến áp làm việc song song thì điện áp thứ cấp của chúng đồng pha với

nhau, điều đó đảm bảo khi làm việc song song, không có thành phần dòng tuần hoàn giữa các máy biến áp. Các máy biến áp có tổ nối dây giống nhau là trường hợp đặc biệt của tổ nối dây tương đồng. Tổ nối dây đặc trưng cho góc lệch pha giữa điện áp pha sơ và thứ cấp và được biểu diễn bằng số giờ của đồng hồ chỉ thời gian với quy ước kim phút tượng trưng cho véc tơ điện áp pha sơ cấp và luôn chỉ chỉ số 12, còn kim giờ tượng trưng cho véc tơ điện áp pha thứ cấp có thể chỉ vào các số từ 1 đến 12, khoảng cách giữa 2 giờ liên tiếp, tương ứng với góc lệch pha bằng 30^0. Theo IEC các tổ nối dây chia thành 4 nhóm với các số giờ như sau:

1, Nhóm I: 0; 4 và 8 giờ

2, Nhóm II: 6; 2 và 10 giờ

3, Nhóm III: 1 và 5 giờ

4, Nhóm IV: 7 và 11 giờ

Các tổ nối dây được ghi trên bảng nhãn của máy biến áp.

- Tỷ số biến áp không được sai lệch quá ±0,5%. Khi tỷ số máy biến áp khác nhau sẽ có dòng tuần hoàn chạy giữa các máy. Trong trường hợp hai máy làm việc song song, nếu bỏ qua điện trở của cuộn dây, lấy công suất máy 1 làm đại lượng cơ bản, dòng tuần hoàn có thể xác định như sau:

$$I_{th} = \frac{\Delta U}{U_{N1} + \frac{S_{1dm}}{S_{2dm}.U_{N2}}}.100 \qquad (3.4)$$

Ở đây ΔU : chênh lệch điện áp không tải giữa 2 máy

U_{N1}, U_{N2} : điện áp ngắn mạch tương ứng của máy 1 và máy 2

S_{dm1}, S_{dm2} : công suất định mức tương ứng của máy 1 và máy 2

Ví dụ 1:

Có hai máy biến áp , máy 1 có $S_{1đm}$=5000 KVA; U_{N1}=8%;

máy 2 có $S_{2đm}$=10000KVA; U_{N2}=10%

Chênh lệch điện áp không tải ΔU=0,5% . Xác định dòng tuần hoàn chạy giữa các máy nếu cho hai máy vận hành song song (các điều kiện còn lại thỏa mãn quy định).

Giải

Ta có $I_{th} = \frac{\Delta U}{U_{N1} + \frac{S_{1dm}}{S_{2dm}.U_{N2}}}.100 = \frac{0,5}{8 + \frac{5000}{10000}.10}.100 = 3,8\%$ của $I_{đm}$

- Điện áp ngắn mạch không được khác nhau quá ± 10% (vấn đề này liên quan đến phân bố công suất giữa các máy). Trường hợp điều kiện này không đảm bảo thì có thể thực hiện biện pháp cải thiện là: dùng điện kháng ngoài đặt vào sơ cấp hoặc thứ cấp của máy có điện áp ngắn mạch nhỏ hơn. Công suất của kháng điện được xác định như sau:

$$S_K = S_{1dm}\frac{U_{N2} - U_{N1}}{100}$$

Ở đây: $S_{1đm}$ và U_{N1} – công suất định mức và điện áp ngắn mạch của máy nhỏ hơn.

Ví dụ 2:

Hai máy biến áp vận hành song song có:

Máy 1: $S_{đm}$*=1000 KVA* với U_{N1}*=4,5%*

Máy 2: $S_{2đm}$*=2000KVA* với U_{N2}*=6,2%*

Kiểm tra điều kiện điện áp ngắn mạch để vận hành song song, nếu không đảm bảo hãy xác định công suất của cuộn kháng điện để cải thiện điều kiện làm việc song song.

Giải:

Chênh lệch điện áp ngắn mạch giữa hai máy biến áp:

$$\Delta U_N = \frac{6,2 - 4,5}{6,2}.100 = 27\% > 10\%$$

Để cải thiện điều kiện làm việc song song thì chọn kháng điện đặt ở máy biến áp có điện áp ngắn mạch nhỏ hơn với công suất:

$$S_K = S_{1dm}\frac{U_{N2} - U_{N1}}{100} = 1000.\frac{6,2 - 4,5}{100} = 17(KVA)$$

- Tỷ số công suất định mức giữa các máy biến áp ở trong giới hạn từ 0,5 đến 2.

3.10.4. Vận hành kinh tế máy biến áp

Khi có một số máy biến áp vận hành song song với tải chung thay đổi theo thời gian thì bài toán vận hành song song là chọn số lượng máy biến áp làm việc tương ứng với tải đã biết sao cho tổn thất điện năng là nhỏ nhất trên cơ sở đảm bảo độ tin cậy và khả năng tải của chúng.

Nếu các máy biến áp vận hành song song có các thông số giống nhau thì có tìm được một đại lượng công suất giới hạn S_{gh} để sao cho tổn thất công suất khi vận hành

n máy và (*n+1*) máy là như nhau, như vậy khi tảI chung $S_{tải} > S_{gh}$ cho (*n+1*) máy làm việc song song, ngược lại cho n máy làm việc.

Nếu các máy có các thông số khác nhau, tùy trường hợp cụ thể, phải chọn các tổ hợp khác nhau của các máy vận hành kinh tế.

Câu hỏi ôn tập cuối chương 3.

Câu 1. Hãy nêu đặc điểm và phân loại máy phát nhiệt điện và máy phát thủy điện.

Câu 2. Hãy nêu đặc điểm điều chỉnh công suất máy phát điện đồng bộ.

Câu 3. Hãy nêu nhiệm vụ và mục đích vận hành lưới điện.

Câu 4. Hãy nêu điều kiện vận hành trạm biến áp.

Câu 5. Hai máy bién áp vận hành song song có:

Máy 1: $S_{đm}=1600$ *KVA* với $U_{N1}=4,7\%$

Máy 2: $S_{2đm}=1800$*KVA* với $U_{N2}=5,8\%$

Kiểm tra điều kiện điện áp ngắn mạch để vận hành song song, nếu không đảm bảo hãy xác định công suất của cuộn kháng điện để cải thiện điều kiện làm việc song song.

Câu 6. Có hai máy biến áp , máy 1 có $S_{1đm}=4500$ *KVA;* $U_{N1}=7\%$*;*

máy 2 có $S_{2đm}=14000$*KVA;* $U_{N2}=12\%$

Chênh lệch điện áp không tải $\Delta U=0,6\%$. Xác định dòng tuần hoàn chạy giữa các máy nếu cho hai máy vận hành song song (các điều kiện còn lại thỏa mãn quy định)

Chương 4: CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC KINH TẾ HỆ THỐNG ĐIỆN

4.1. Khái niệm chung

- *Nguyên tắc chung của tính toán vận hành kinh tế hệ thống điện là đảm bảo nhu cầu cung cấp điện với chi phí sản xuất điện năng là nhỏ nhất bao gồm:*

- Giảm chi phí do nhiên liệu.

- Giảm tổn thất điện năng.

- *Giảm chi phí nhiên liệu trong vận hành bao gồm*:

- Triệt để sử dụng nguồn nước của thuỷ điện, giảm đến nhỏ nhất lượng nước xả không qua tuabin.

- Phối hợp sử dụng nước của thuỷ điện với sử dụng các nhà máy nhiệt điện và phối hợp giữa các nhiệt điện với nhau sao cho chi phí sản xuất điện năng là nhỏ nhất.

- *Giảm tổn thất điện năng*

Có nhiều phương pháp giảm tổn thất điện năng:

- Các biện pháp cần thêm vốn đầu tư: đây là các biện pháp thay đổi về kết cấu lưới bao gồm:

+ Tăng cường mạng, nghĩa là xây dung thêm các mạch phụ của đường dây, đặt thêm máy biến áp, thay dây dẫn bằng các dây tiết diện lớn hơn…

+ Đặt thêm các thiết bị trong mạng điện như máy bù đồng bộ, tụ điện tĩnh...để giảm lượng công suất phản kháng phải truyền tải...

+ Đặt các thiết bị để nâng cao mức điện áp vận hành mạng điện như các máy bù đồng bộ, các tụ điện...các biện pháp này đặc biệt cần thiết đối với những hệ thống thiếu công suất phản kháng và vì thế trong những giờ phụ tải phản kháng lớn nhất phải làm việc với điện áp thấp hơn quy định.

+ Chuyển mạng điện có cấp điện áp thấp lên mức điện áp lớn hơn.

- Các biện pháp không cần tăng nhiều vốn đầu tư, các biện pháp thực hiện một lần khi quy hoach, thiết kế hệ thống điện (chọn tiết diện dây dẫn chống tổn thất vầng quang); có các biện pháp được thực hiện trong vận hành như: phân bố tối ưu công suất phản kháng, điều chỉnh điện áp, cụ thể:

+ Cho mạng điện làm việc theo sơ đồ có hiệu quả kinh tế nhất, ví dụ đối với mạng kín thì vận hành với tất cả các phần tử, còn trong mạng điện hình tia thì cần tìm điểm chia nhánh theo điều kiện tổn thất công suất tác dụng nhỏ nhất.

+ Thay thế hoặc cắt bớt một số máy biến áp chạy non tải

+ Giảm số lần cắt để sửa chữa đường dây bằng cách áp dụng những phương pháp sửa chữa nhanh, sửa chữa dưới điện áp, sửa chữa từng pha.

+ Tăng cao tối đa mức điện áp vận hành bằng cách sử dụng toàn bộ công suất phản kháng các máy phát và các máy bù, cũng như chọn đúng đầu phân áp của máy biến áp và nhà máy điện.

+ Loại trừ rò điện trong mạng điện phân phối.

+ Tổ chức ghi đếm đúng lượng điện năng ở các khâu sản xuất, tự dùng, tiêu thụ.

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

4.2.1. Đặc tính chi phí nhiên liệu của nhiệt điện

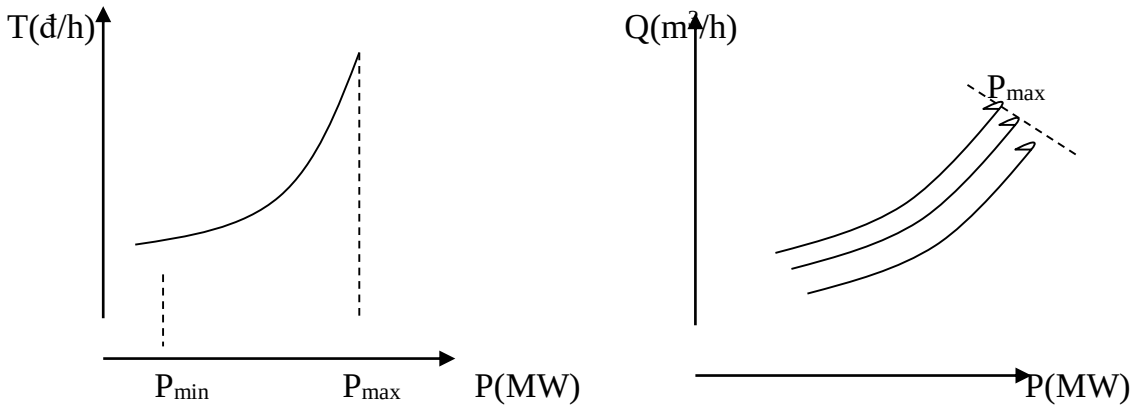
- Chi phí nhiên liệu chuẩn tính theo giờ: $B = f(P)$

Trong đó: *B [BTU/h: British Thermal Unit. 1BTU = 1055,056 J] = f(P[MW]).*

- Chi phí sản xuất tính bằng tiền: $T = f(P) = c.B(P)$; trong đó c là giá tiền một đơn vị nhiên liệu.

***Ví dụ** 1*: $T = 0{,}2P^2+15P+200$ USD/h, $P_{đm} = 100MW$

Đặc tính của tổ máy phát có được bằng cách đo đếm, còn đặc tính của nhà máy điện có được do tính toán chế độ phát tối ưu. Đặc tính chi phí sản xuất của tổ máy phát điện được mô tả trên hình vẽ.



Hình 4.1. Sơ đồ thể hiện đặc tính chi phí sản xuất các tổ máy phát điện

4.2.2. Đặc tính chi phí nước của nhà máy thủy điện

Đối với nhà máy thủy điện thì các đặc tính tiêu hao nước: lượng nước tiêu hao của thủy điện trong một giờ theo công suất của các tổ máy [m^3/s hoặc m^3/h]. $Q = f(P)$

Ví dụ 2: $Q = 37000 + 1850P\ m^3/h,\ 0 \le P \le 100MW$

Ngoài ra người ta cũng sử dụng khái niệm suất tăng chi phí sản xuất: $\varepsilon = \partial T/\partial P$ và suất tăng chi phí nước $\varepsilon_{td} = \partial Q/\partial P$

a. Công suất khả phát P_{max} và công suất chạy ổn định thấp nhất P_{min}; công suất kinh tế. Công suất kinh tế thường vào khoảng 80% công suất định mức của máy phát

b. Tốc độ tăng và giảm tải trong tình huống bình thường và sự cố của các nhà máy điện kể cả khả năng cắt sự cố tổ máy.

Chỉ tiêu này phụ thuộc vào tính chất của các thiết bị của nhà máy: thời gian dừng máy tối thiểu, chi phí mở máy và dừng máy.

c. Đồ thị xác định khả năng thay đổi công suất phát và năng lượng phát theo thời gian trong năm:

Đó là sự thay đổi công suất trung bình và công suất cực đại trong năm hoặc là điện năng phát trung bình ngày.

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

Để giải bài toán phân bố công suất kinh tế cần phải biết các thông số của toàn nhà máy điện và hệ thống điện.

- ***Thông số của nhà máy điện bao gồm:***

- Giá tiền đơn vị nhiên liệu, chi phí nhiên liệu cho các tổ máy, sau đó nhân với giá tiền nhiên liệu để có đặc tính chi phí sản xuất của các tổ máy.
- Các đặc tính kỹ thuật và vận hành của nhà máy.
- Thời gian tối thiểu giữa tăng tải và giảm tải các tổ máy liên tiếp.
- Các hạn chế khác nếu có.

- ***Thông số của hệ thống bao gồm:***

- Đồ thị phụ tải;
- Các hạn chế khả năng tải của lưới điện;
- Yêu cầu dự trữ quay;
- Thông số của lưới điện, bao gồm khả năng tải và độ tin cậy.

Bài toán:

- Phân bố công suất giữa các tổ máy trong một nhà máy.
- Phân bố công suất giữa các nhà máy trong hệ thống. Trong bài toán này phải kể đến sự biến đổi công suất tác dụng trên lưới điện theo công suất phát của các nhà máy nhiệt điện.

Giả thiết:

- Số tổ máy tham gia vận hành trong một giờ là xác định;
- Số tổ máy tham gia vận hành trong các giờ khác nhau có thể không giống nhau.

Đối với nhà máy nhiệt điện thì bài toán này phải tính toán cho từng giờ vận hành và một ngày đêm phải tính cho 24 giờ.

- **Bài toán phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy nhiệt điện như sau:**

Có n tổ máy nhiệt điện hoặc nhà máy điện với đặc tính chi phí sản xuất của mỗi tổ máy hoặc nhà máy điện là T_i, giới hạn công suất của mỗi tổ máy là P_{imax} và P_{imin}. Biết công suất yêu cầu của phụ tải là: $P_{yc} = P_{pt} + \Delta P$. Công suất phụ tải là hằng số trong một giờ và tất cả các tổ máy đều tham gia vận hành. *Xác định công suất phát của mỗi tổ máy sao cho tổng chi phí sản xuất trong một giờ vận hành của nhà máy điện hoặc hệ thống điện là thấp nhất.*

- **Mô hình bài toán:**

1. *Hàm mục tiêu*: tổng chi phí sản xuất của hệ thống: $min\ T = \sum_{i=1}^{n} T_i$
2. *Ràng buộc*: cân bằng công suất trong hệ thống: $W = P_1 + P_2 + ... + P_n - P_{pt} - \Delta P = 0$
3. *Hạn chế*: công suất giới hạn của mỗi tổ máy: $P_{imin} \le P_i \le P_{imax}$

- **Giải bài toán trong trường hợp ΔP là hằng số đối với công suất phát P_i**

Ta lập hàm lagrang: $min\ L = T - \lambda W$

Điều kiện tối ưu của hàm này là:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_1} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_1} = \frac{\partial T_1}{\partial P_1} - \lambda = \varepsilon_1 - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial T}{\partial P_2} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_2} = \frac{\partial T_2}{\partial P_2} - \lambda = \varepsilon_2 - \lambda = 0$$

…….

$$\frac{\partial L}{\partial P_n} = \frac{\partial T}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_n} = \frac{\partial T_n}{\partial P_n} - \lambda = \varepsilon_n - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = -W = -(P_1 + P_2 + ... + P_n - P_{pt} - \Delta P) = 0$$

Như vậy điều kiện tối ưu của bài toán này là: với $\frac{\partial T_i}{\partial P_i} = \varepsilon_i$

$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = ... = \varepsilon_n = \lambda$

$P_1 + P_2 + ... + P_n - P_{pt} - \Delta P = 0$

Đây là nguyên lý cân bằng suất tăng chi phí sản xuất. Được sử dụng để giải bài toán phân bố tối ưu công suất trong hệ thống điện trong các trường hợp: phân bố công suất giữa các tổ máy trong cùng một nhà máy; phân bố công suất giữa các nhà máy không xét tới ảnh hưởng của phân bố công suất đến tổn thất trong lưới điện (hệ thống điện tập trung).

- **Giải bài toán trong trường hợp ΔP phụ thuộc công suất phát P_i**

Ta lập hàm lagrang: $min\ L = T - \lambda W$

Điều kiện tối ưu của hàm này là:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial T}{\partial P_1} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_1} = \frac{\partial T_1}{\partial P_1} - \lambda(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial T}{\partial P_2} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_2} = \frac{\partial T_2}{\partial P_2} - \lambda(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_2}) = 0$$

……

$$\frac{\partial L}{\partial P_n} = \frac{\partial T}{\partial P_n} - \lambda \frac{\partial W}{\partial P_n} = \frac{\partial T_n}{\partial P_n} - \lambda(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = -W = -(P_1 + P_2 + ... + P_n - P_{pt} - \Delta P) = 0$$

Như vậy điều kiện tối ưu của bài toán này là: với $\frac{\partial \Delta P}{\partial P_i} = \sigma_i$

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_2} = ... = \frac{\varepsilon_n}{1 - \sigma_n} = \lambda$$

$P_1 + P_2 + ... + P_n - P_{pt} - \Delta P = 0$

4.4 Các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của HTĐ

4.4.1. Mục đích tính toán chế độ hệ thống điện

Tính toán chế độ của hệ thống điện để đánh giá các chỉ tiêu nhằm mục đích cải thiện chế độ làm việc kinh tế của HTĐ:

- Sự hoạt động ổn định của hệ thống điện
- Độ tin cậy cung cấp điện cho khách hàng
- An toàn cho người và thiết bị
- Chất lượng điện năng
- Phục vụ đưa các công trình điện mới vào vận hành
- Các mục đích khác…

4.4.2. Tính toán trào lưu công suất (tính toán chế độ xác lập)

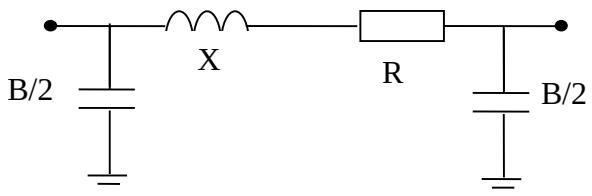
a. Mục đích tính toán

- Xác định trạng thái làm việc của các phần tử trong một số tình huống vận hành của hệ thống điện
- Đánh giá chỉ tiêu kinh tế – kỹ thuật của hệ thống và hiệu quả của các phần tử, qua đó có kế hoạch nâng cấp hay bổ xung…
- Lựa chọn các thiết bị phù hợp với chế độ vận hành và chỉnh định các thiết bị bảo vệ trong hệ thống điện.
- Qua phân tích chế độ xác lập tiến hành điều chỉnh, điều khiển các thiết bị, các phần tử trong thời gian vận hành nhằm nâng cao chỉ tiêu kinh tế – kỹ thuật của hệ thống điện.

b. Mô phỏng phần tử HTĐ để tính toán chế độ xác lập

Đường dây truyền tải

Đường dây được thay thế bằng một nhánh với ba thông số R, X, B (bỏ qua thông số G). Trong trường hợp đường dây có chiều dài lớn ta có thể chia làm nhiều đoạn đường dây nối tiếp để mô hình được chính xác hơn.



Hình 4.1. Sơ đồ thay thế của đường dây

Trong đó: $R = r_{\circ}.l(\Omega)$

$X = x_{\circ}.l(\Omega)$

$B = b_{\circ}.l(10^{-6}1/\Omega$

Với l: chiều dài đường dây (km)

$r_{\circ}$ và $x_{\circ}$: là điện trở và điện kháng đơn vị của đường dây (Ω/km)

$b_{\circ}$ dung dẫn đơn vị của đường dây ($1/\Omega$ km)

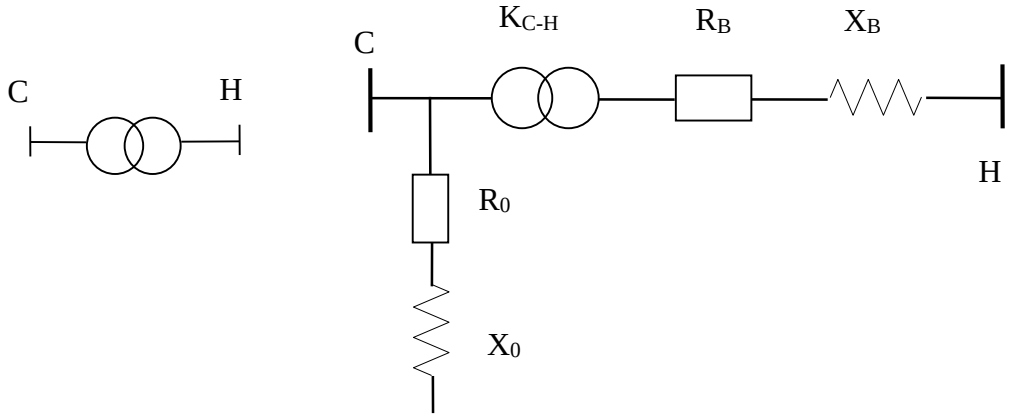
- ***Máy biến áp***

Máy biến áp hai cuộn dây:

Được thay thế bằng sơ đồ hình Γ

Trong đó:

- Tổn hao không tải của máy biến áp thay bằng nhánh $R_{\circ}$, $X_{\circ}$
- Các trị số điện kháng điện trở trên được quy đổi về phía máy biến áp (thường là phía cao) và tính trong đơn vị có tên.
- Phía còn lại được nối với sơ đồ ngoài thông qua máy biến áp lý tưởng có hệ số biến áp là K.



Hình 4.2. Sơ đồ thay thế máy biến áp hai cuộn dây

- ***Máy biến áp ba cuộn dây:***

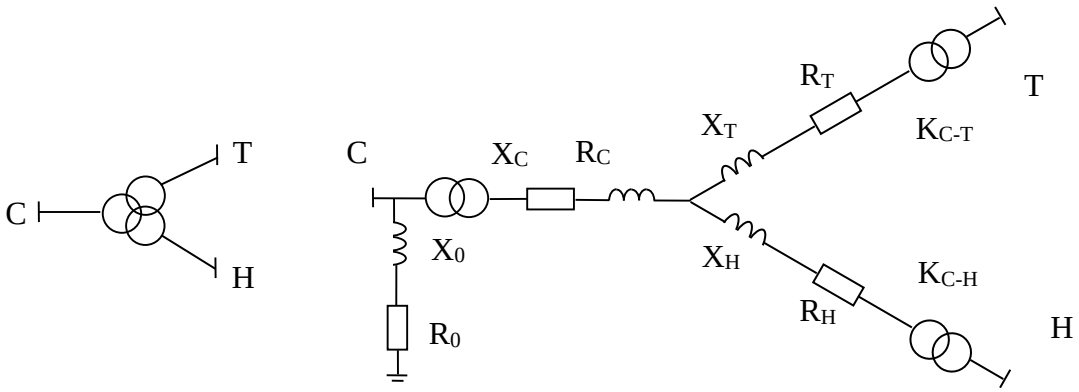
Máy biến áp ba cuộn dây được thay thế tương tự như máy biến áp hai cuộn dây. Do các thông số của MBA đã được quy đổi về phía cao áp nên phía trung và hạ áp của MBA sẽ được nối với sơ đồ ngoài thông qua các MBA lý tưởng có hệ số biến áp là kC-T, kC-H.

Kháng điện, tụ điện

Các kháng điện, tụ điện được thay thế bằng các nhánh có điện kháng và dung kháng tương ứng với hệ số biến áp là *k=1*.

Các kháng điện bù ngang thường được cho theo giá trị X_k định mức. Điện kháng định mức được tính như sau: $X_k = \frac{U_{dm}^2}{Q_{kdm}}$.

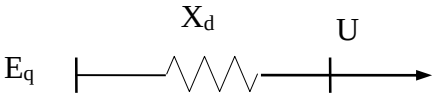
Với: U_{dm} là điện áp định mức; Q_{kdm} : công suất ba pha định mức của kháng điện



Hình 4.3. Sơ đồ thay thế của máy biến áp ba cuộn dây

Máy phát điện

Sơ đồ thay thế máy phát điện như sau;



Hình 4.4. sơ đồ thay thế của nguồn điện

Nếu máy phát điện là loại không có TĐK ta mô phỏng bằng một nguồn lý tưởng có $E_q = const$ được mắc nối tiếp với một điện kháng X_d

Nếu máy phát điện là loại có TĐK tác động tỉ lệ giữ cho $E_q = const$ thì mô phỏng bằng một nguồn lý tưởng được mắc nối tiếp với một điện kháng X_d

Nếu máy điện là loại có TĐK tác động giữ cho $U_r = const$ thì mô phỏng máy phát như một thanh cái có điện áp không đổi U_r.

Tham số của các máy phát bao gồm: P_{dm}, $P_{\max}$, $P_{\min}$, E_q, X_q, $Q_{\max}$, $Q_{\min}$

Trong đó:

$P_{đm}$: công suất tác dụng của máy phát

P_{max}: công suất tác dụng lớn nhất có thể phát của máy phát

P_{min} : công suất tác dụng nhỏ nhất có thể phát của máy phát

E_q: sức điện động ngang trục

X_d : điện kháng dọc trục máy phát

Q_{max} : công suất phản kháng lớn nhất có thể phát của máy phát

Q_{min}: công suất phản kháng nhỏ nhất có thể phát của máy phát

Máy bù đồng bộ: Được mô phỏng như một máy phát điện với công suất tác dụng P=0. Nếu tính tổn hao công suất tiêu thụ máy bù thì đặt thêm một phụ tải vào vị trí đặt mới.

m, Phụ tải điện

Phụ tải trong hệ thống điện được mô hình hoá theo nhiều dạng khác nhau:

- Mô hình hoá phụ tải ở dạng tổng trở Z cố định: phụ tải được coi như một nhánh nối đất và được tính như một nhánh nối đất.

$$Z = \frac{U^2}{S^2}(P + jQ) = \frac{U^2}{S}(\cos\varphi + j\sin\varphi) \quad (4.1)$$

- Mô hình hoá phụ tải ở dạng phụ tải P và Q cố định: khi mô tả phụ tải theo dạng này ta coi phụ tải như một nút tiêu thụ.

Mô hình hoá phụ tải ở dạng đặc tính tĩnh: mô tả phụ tải theo dạng tiệm cận:

$$P = (a_\circ + a_1.U + a_2.U).(\alpha_\circ + \alpha_1.f).P_\circ \quad (4.2)$$

$$Q = (b_\circ + b_1.U + b_2.U).(\beta_\circ + \beta_1.f).P_\circ \quad (4.3)$$

Trong đó:

U, f : giá trị điện áp và tần số được tính trong hệ đơn vị tương đối

$P_\circ$, $Q_\circ$ trị số công suất tác dụng, phản kháng ứng với điện áp và tần số đạt giá trị định mức.

a, b, α, β: các hệ số tiệm cận thoả mãn điều kiện;

$$a_\circ + a_1 + a_2 = b_\circ + b_1 + b_2 = 1 \quad (4.4)$$

$$\alpha_\circ + \alpha_1 = \beta_\circ + \beta_1 \quad (4.5)$$

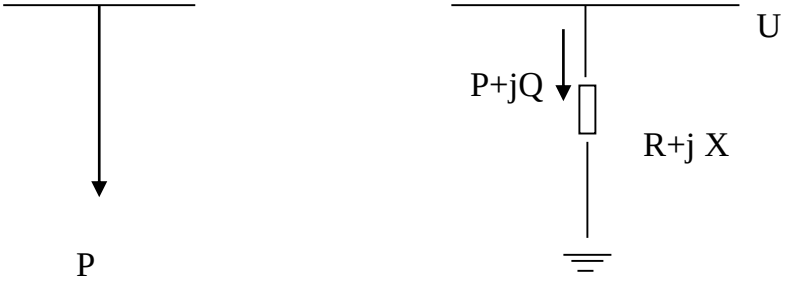
Trên thực tế để đơn giản hoá bài toán, phụ tải được cho dưới dạng sau:

+ Công suất là không đổi*: P = const, Q = const*;

Lúc đó:

$a_\circ = 1$, $b_\circ = 1$, $\alpha_\circ = 1$, $\beta_\circ = 1$ các hệ số khác bằng 0.

+ Phụ tải cho dưới dạng tổng trở: Z =R+ jX



Hình 4.5. Sơ đồ thay thế của phụ tải

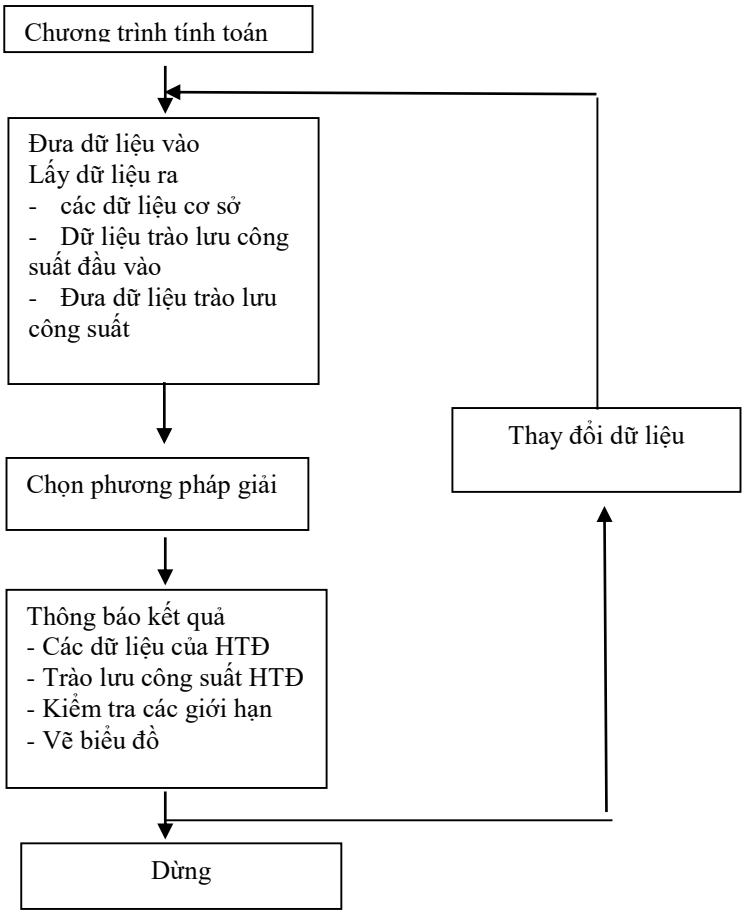
Khi đó đặc tính công suất theo điện áp có dạng:

$$P = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}.U^2; \qquad Q = \frac{X}{\sqrt{R^2 + X^2}}.U^2 \tag{4.7}$$

Công suất tác dụng và công suất phản kháng đạt giá trị định mức, ta tính được tổng trở phụ tải theo công thức:

$$Z = R + jX = \frac{U_{dm}^2}{S_0^2}(P_0 + jQ_0) = \frac{U_{dm}^2}{S_0^2}(\cos\varphi + j\sin\varphi) \tag{4.8}$$

b. Mô hình toán



Hình 4.6. Sơ đồ mô hình toán

d. Kết quả tính toán chế độ xác lập

Tính toán chế độ xác lập xác định được

- Giá trị điện áp U và góc pha δ tại các nút trên hệ thống điện.
- Trào lưu công suất P,Q truyền tải trên các đường dây.
- Giá trị dòng trên các phần tử của HT.
- Tổn thất công suất trên các phần tử của HT.
- Đánh giá được mức độ mang tải của các phần tử.
- Xu hướng thay đổi các thông số chế độ hệ thống P, Q, I, U… khi có các nhiễu loạn:

- Sự cố tổ máy.
- Sự cố đường dây hoặc thao tác đóng cắt đường dây.
- Sự tăng giảm nguồn, tải.

4.4.3. Tính toán tổn thất truyền tải điện năng

a. Mục đích tính toán

Tính toán tổn thất điện năng trên lưới truyền tải nhằm:

- Làm cơ sở cho tập đoàn điện lực Việt Nam giao chỉ tiêu tổn thất cho các Công ty truyền tải điện, các công ty điện lực.
- Làm cơ sở cho tập đoàn xác định lượng điện năng mua bán với các nhà máy điện.

b. Tính toán tổn thất điện năng trên lưới truyền tải

- Tính tổn thất điện năng HTĐ 500kV.
- Tính tổn thất điện năng truyền tải của các Công ty truyền tải điện.
- Tính tổn thất điện năng truyền tải của các Công ty điện lực, Công ty TNHH một thành viên, Công ty cổ phần phân phối điện.
- Tổn thất tăng áp của các nhà máy điện thuộc EVN, các Công ty phát điện độc lập, IPP, BOT.

c. Phương pháp tính toán

Phương pháp tính toán tổn thất điện năng trên lưới truyền tải (gọi tắt là tổn thất truyền tải) hiện tại đang dùng là phương pháp tính dựa trên tổn thất công suất lớn nhất và thời gian tổn thất công suất lớn nhất (còn gọi là phương pháp Tmax, τ_{max}). Như vậy điện năng tổn thất được tính bằng công thức:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \times \tau_{\max} + \Delta A_{tudung} + T \times (\Delta P_{0,MBA} + \Delta P_{vangquang}) \quad (4.9)$$

Từ giá trị ΔA và điện năng truyền tải A tính được tỷ lệ tổn thất theo phần trăm sản lượng điện truyền tải:

$$\Delta A\% = \frac{\Delta A}{A_{truyentai}} * 100 \quad (4.10)$$

Với: $\Delta A = \Delta A_{tudinh} + \Delta A_{MBA} + \Delta A_{day}$

Trong đó:

ΔA_{tudung}: tổn thất tự dùng , thường xác định theo thống kê

ΔA_{MBA} : tổn thất máy biến áp - $\Delta A_{MBA} = k_M . \tau_{\max} . \Delta P_K + \Delta P_{0MBA} . T$.

ΔA_{day} : tổn thất trên đường dây- $\Delta A_{day} = \Delta P_{\max - day} . \tau_{\max} . k_{nhietdo} + T . \Delta P_{vangquang}$

$A_{truyên\ tai}$: điện năng truyền tải

Với T: là thời gian vận hành

Tổn thất vầng quang và dòng rò chỉ có giá trị lớn đối với điện áp từ 330kV trở lên, nên trên các đường dây 110kV, 220kV tổn thất này được tính như phần tổn thất không đổi chỉ phụ thuộc vào cấp điện áp (hiện tại sử dụng chương trình tính toán PSS/E không mô phỏng hiện tượng tổn thất vầng quang trên các đường dây). Phần tổn thất này được tính toán riêng dựa trên thông số của nhà chế tạo và các tài liệu kỹ thuật.

Phần tổn thất không tải (tổn thất sắt từ) của các MBA không phụ thuộc vào phụ tải nên cũng được tính riêng cho toàn bộ thời gian vận hành MBA.

Thời gian tổn thất công suất cực đại ở đây được tính riêng cho từng đơn vị Công ty điện lực hay Công ty truyền tải điện dựa vào biểu đồ phụ tải của các đơn vị trong quá khứ (một năm trước). được xác định theo công thức:

$$\tau_{\max} = \frac{\int_0^{8760} I_i^2 dt}{I_{\max}^2} = \frac{\int_0^{8760} S_i^2 dt}{S_{\max}^2} \approx \frac{\int_0^{8760} P_i^2 dt}{P_{\max}^2} \quad (4.11)$$

Ý nghĩa của $\tau_{\max}$ là nếu dòng điện lưới là I_{max} không đổi trong thời gian $\tau_{\max}$, thì tổn thất nó gây ra bằng tổn thất do dòng I_i gây ra trong suốt cả năm.

$\Delta P_{\max x}$ là tổn thất công suất cực đại gây ra (hoặc chịu ảnh hưởng) bởi tổn hao đồng các MBA, điện trở, điện kháng, điện dung của đường dây. Do $\tau_{\max}$ không tính riêng

cho một đường dây hay MBA cụ thể nào mà là cho một tập hợp các đường dây và MBA nên tổn thất cực đại cũng được tính chung cho các đường dây và MBA đó.

Tổn thất trên hệ thống điện 500kV được tính cho từng đoạn đường dây với τ_{max} được tính theo biểu đồ phụ tải điển hình từng tháng của đoạn đường dây tương ứng.

Tổn thất tăng áp của các nhà máy điện tính bằng tổn thất của máy biến áp tăng áp trong chế độ phát công suất cực đại của từng nhà máy nhân với số giờ vận hành tương đương tương ứng.

4. Kết quả tính toán

Kết quả tính toán đưa ra:

- Tỷ lệ tổn thất điện năng theo phần trăm sản lượng điện truyền tải

4.5. Phân bố tối ưu công suất phát trong hệ thống hỗn hợp nhiệt điện - thuỷ điện

Công suất phát của nhà máy thủy điện phụ thuộc vào lưu lượng nước qua tuabin Q và độ cao cột nước H: $P = 9,81.Q.H.\eta, kW$; Q lưu lượng nước [m^3/s]; H chiều cao cột nước [m]; η hiệu suất. Nếu Q [m^3/h] thì $P = 2,725.10^{-6}.Q.H.\eta, MW$.

Nhà máy thủy điện có đặc điểm: năng lượng sơ cấp là nước. Nước về hồ chứa phụ thuộc vào điều kiện thời tiết, mặt khác hồ chứa còn phải cấp nước cho nông nghiệp, giao thông, môi sinh hạ lưu và còn phải chống lũ. Chính các điều kiện này làm hạn chế khả năng phát điện của nhà máy thủy điện. Lượng nước phát ra hàng ngày được định trước trên cơ sở bài toán tối ưu trung, dài hạn chế độ của hệ thống điện.

Bài toán đặt ra là lượng nước hạn chế của thủy điện được sử dụng vào giờ nào với công suất bao nhiêu trong ngày-đêm để chi phí sản xuất điện năng toàn hệ thống là nhỏ nhất. Bài toán này phải được giải trong 24 giờ của ngày đêm chứ không phải giải cho từng giờ của như ở hệ thống toàn nhiệt điện.

Mô hình bài toán:

Hàm mục tiêu: $min\ T = T_1 + T_2 + ... + T_t + ... + T_{24}.$ (4.12)

Trong đó: $T_t = T_{at} + T_{bt} + ...$ *a, b* là chỉ số của các tổ máy nhiệt điện, có $n_{nđ}$ tổ máy nhiệt điện.

Ràng buộc:

Cân bằng công suất từng giờ trong hệ thống:

$W = P_{at} + P_{bt} + ... + P_{\alpha t} + P_{\beta t} + ... - P_{ptt} - \Delta P_t = 0$ (4.13)

$\alpha, \beta...$ là các tổ máy thủy điện, có $n_{tđ}$ thủy điện

Cân bằng nước cho từng thủy điện:

$$W_\alpha = \sum_{t=1}^{24} Q_{\alpha t} - Q_{\alpha\Sigma} = 0 \tag{4.14}$$

$$W_\beta = \sum_{t=1}^{24} Q_{\beta t} - Q_{\beta\Sigma} = 0 \tag{4.15}$$

Trong đó $Q_{\alpha t}$, $Q_{\beta t}$… lượng nước sử dụng để phát điện trong giờ t; $Q_{\alpha\Sigma}$, $Q_{\beta\Sigma}$… lượng nước được phát trong ngày đêm của thủy điện α, β…

Hạn chế: công suất phát của các tổ máy và các hạn chế hệ thống khác chưa đề cập tới ở đây.

Lập hàm lagrang của bài toán:

$$Min\ L = T - \lambda W = T_1 + T_2 + \ldots + T_t + \ldots + T_{24} - \lambda_1 W_1 - \lambda_2 W_2 - \ldots - \lambda_\alpha W_\alpha - \lambda_\beta W_\beta - \ldots \tag{4.16}$$

Điều kiện tối ưu là:

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{a1}} &= \varepsilon_{a1} - \lambda_1\left(1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{a1}}\right) = 0 \\ &\cdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{a24}} &= \varepsilon_{a24} - \lambda_{24}\left(1 - \frac{\partial \Delta P_{24}}{\partial P_{a24}}\right) = 0 \\ &\cdots \end{aligned}\right\} \tag{4.17}$$

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_{\alpha 1}} &= \lambda_\alpha \varepsilon_{\alpha 1} - \lambda_1\left(1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{\alpha 1}}\right) = 0 \\ &\cdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_{\alpha 24}} &= \lambda_\alpha \varepsilon_{\alpha 24} - \lambda_{24}\left(1 - \frac{\partial \Delta P_{24}}{\partial P_{\alpha 24}}\right) = 0 \\ &\cdots \end{aligned}\right\} \tag{4.18}$$

Với mỗi nhiệt điện ta có 24 phương trình dạng (4.17) và với mỗi thủy điện ta có 24 phương trình dạng (4.18). Từ đó ta rút ra được điều kiện tối ưu cho mỗi giờ:

$$\left.\begin{aligned} \lambda_1 &= \frac{\varepsilon_{a1}}{1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{a1}}} = \frac{\varepsilon_{b1}}{1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{b1}}} = \ldots = \frac{\lambda_\alpha \varepsilon_{\alpha 1}}{1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{\alpha 1}}} = \frac{\lambda_\beta \varepsilon_{\beta 1}}{1 - \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_{\beta 1}}} = \ldots \\ \lambda_2 &= \frac{\varepsilon_{a21}}{1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{a2}}} = \frac{\varepsilon_{b2}}{1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{b2}}} = \ldots = \frac{\lambda_\alpha \varepsilon_{\alpha 2}}{1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{\alpha 2}}} = \frac{\lambda_\beta \varepsilon_{\beta 2}}{1 - \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_{\beta 2}}} = \ldots \end{aligned}\right\} \tag{4.19}$$

Ta có *24(n-1)* phương trình 3.3, $n = n_{td} + n_{nd}$. Ngoài ra còn có 24 phương trình cân bằng công suất và n_{td} phương trình cân bằng nước của thủy điện. Máy tính điện tử sẽ giúp cho bài toán được giải quyết nhanh chóng.

4.6. Phân bố tối ưu công suất hữu công và công suất vô công trên lưới

- Mô tả toán học

- Hàm mục tiêu $Z = f(x_1, x_2, x_3 \ldots\ldots x_n) \rightarrow min/max$ (4.20)

- Thoả mãn các ràng buộc:

  + Ràng buộc đẳng thức: $W_i(x_1, x_2, x_3 \ldots\ldots x_n) = 0$ với $i = 1 \rightarrow k_1$ (4.21)

  + Ràng buộc bất đẳng thức: $G_j(x_1, x_2, x_3 \ldots\ldots x_n) \geq 0$ với $j = 1 \rightarrow k_2$ (4.22)

Ví dụ 3:

Nhà máy điện có hai tổ máy với:

$T_1 = 0{,}005P_1^2 + 2P_1 + 500$ (USD/h)

$T_2 = 0{,}006P_2^2 + 1{,}6.P_2 + 400$ (USD/h)

$P_{1max} = P_{2max} = 125MW;\ P_{1min} = P_{2min} = 20MW$

Hai tổ máy làm việc đồng thời cấp điện cho phụ tải biến thiên từ 20 MW đến 250 MW

1. Phân bố tối ưu công suất cho hai tổ máy khi P_{pt}=50 MW và 180 MW không xét ΔP.

2. Lập đặc tính chi phí sản xuất cho toàn nhà máy điện. Sai số cho phép 0,01 MW.

Giải:

1. Phân bố tối ưu công suất cho 2 tổ máy

Phương pháp lặp trực tiếp

Tính ε

$$\varepsilon_1 = \frac{dT_1}{dP_1} = 2.0{,}005.P_1 + 2 = 0{,}010.P_1 + 2(USD/Mwh)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{dT_2}{dP_2} = 2.0{,}006.P_2 + 1{,}6 = 0{,}012.P_2 + 1{,}6(USD/Mwh)$$

Các bước tính theo tiêu chuẩn: $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \lambda$ và $\Delta W = P_1 + P_2 - P_{pt} = 0$

Trước hết không xét đến hạn chế công suất các tổ máy

Trường hợp tổng quát ta có thể tính P_1 và P_2 theo phương pháp lặp

- Tính P theo λ chung:

$$P_1 = \frac{\lambda - 2}{0{,}01}; P_2 = \frac{\lambda - 1{,}6}{0{,}012}$$

Chọn giá trị ban đầu của λ là 2,2 ta tính được: P_1=20 MW, P_2=50 MW

Kiểm tra cân bằng công suất: *W=20+50-50=20*. kết quả khac 0 quá lớn, phải giảm λ để tính lại . Cho λ=2,1 có P_1=10 MW; P_2=41,6 MW và W= 10+41,6-50=1,6 kết quả vẫn chênh lệch lớn, giảm tiếp xuống 2,0909 có

P_1=9,09 MW; P_2=40,908 MW; W=9,09+40,908-50=0,002, kết quả đạt yêu cầu

Ta có thể giải bài toán này theo phương pháp giải tích

Kiểm tra điều kiện công suất max, min

Ta thấy tổ máy 1 phát dưới công suất tối thiểu, do đó phải lấy *P_1=P_{min}=20 MW* và làm lại bài toán. Khi tổ máy 1 phát 20 MW thì tổ máy 2 phải phát 30 MW theo điều kiện cân bằng công suất khi đó ε ứng với công suất này là 1,96

Chi phí sản xuất của tổ máy 1&2:
$$T_1 = 0{,}005.(20)^2 + 2.(20) + 500 = 542(USD)$$
$$T_2 = 0{,}006.(30)^2 + 1{,}6.(30) + 400 = 453.4(USD)$$

Chi phí sản xuất chung: *T=542+453.4=995,4 USD*

Làm tương tự như vậy với việc phân bố 180MW cho 2 tổ máy

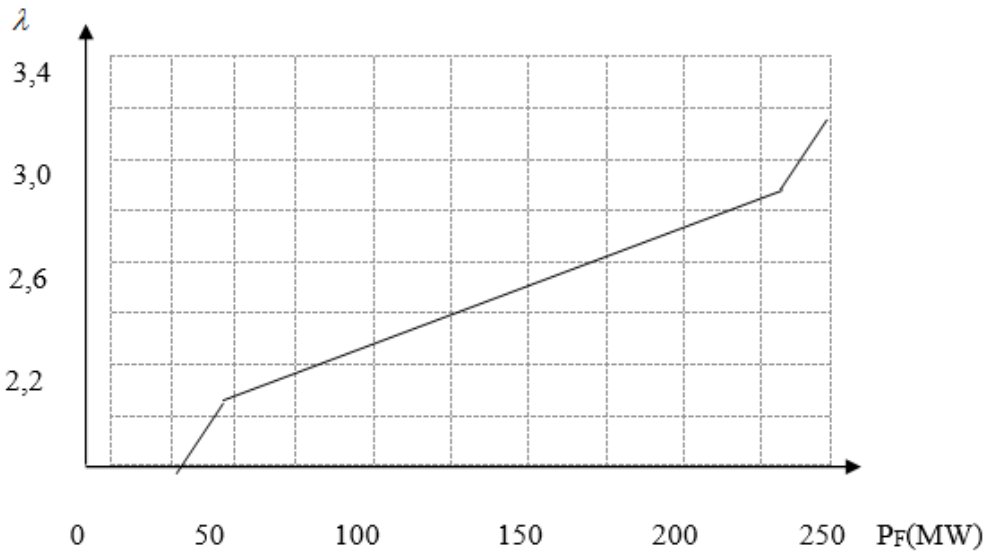
2. Lập đặc tính chi phí của nhà máy điện

Đặc tính chi phí của nhà máy điện chính là hàm λ=f(P_F) cách lập như sau:

Cho các giá trị của phụ tải khác nhau từ $P_{pt\ min}$ đến $P_{pt\ max}$ rồi thực hiện phép tính phân bố công suất tối ưu để tìm ra λ của nhà máy điện. Căn cứ vào đặc tính λ=f(P_F) dễ dàng tính được công suất của từng tổ máy khi biết công suất của phụ tải

Bảng 4.1. Thông số đặc tính phí của nhà máy điện

λ.USD/Mwh	*P_1 (MW)*	*P_2(MW)*	*P_F(MW)*
1,96	20	30	50
2,20	20	50	70
2,40	40	66,7	106,7
2,60	60	83,3	143,3
2,80	80	100	180
3,0	100	116,7	216,7
3,1	110	125	235
3,25	125	125	250



Hình 4.7. Sơ đồ đặc tính chi phí và công suất máy phát

4.7. Mô hình chung trong lập kế hoạch vận hành hệ thống điện

4.7.1. Khái niệm

Để vận hành kinh tế hệ thống điện cần phải lập kế hoạch vận hành hệ thống điện, bao gồm:

- Lập phương thức vận hành năm cho HTĐ
- Lập phương thức vận hành tháng cho HTĐ
- Lập phương thức vận hành tuần cho HTĐ

Vận hành kinh tế dẫn đến tối ưu hoá chế độ hệ thống điện là một trong những bài toán khó nhất trong công tác điều độ hệ thống điện. Tính kinh tế cần được giải quyết đầy đủ trong khi lập kế hoạch vận hành dài hạn hệ thống điện.

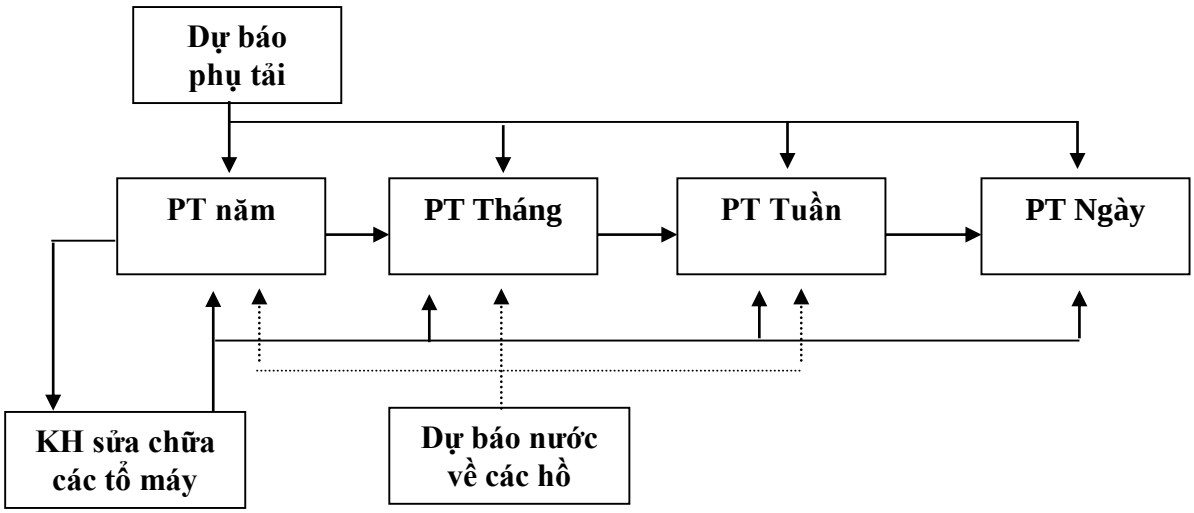
Phương thức vận hành dài hạn thường được lập theo năm bao gồm:

- Dự báo điện năng tiêu thụ và đồ thị phụ tải
- Điều tiết dài hạn hồ chứa nhà máy thuỷ điện
- Lập kế hoạch sửa chữa
- Cân bằng công suất và điện năng đảm bảo tính kinh tế trong suốt thời hạn tính toán

Phương thức vận hành ngắn hạn được tính toán trên cơ sở phương thức vận hành dài hạn, có tính đến những đặc điểm thực tế xảy ra trong chu trình điều độ ngắn hạn. Phương thức vận hành ngắn hạn đưa ra đồ thị ngày cho các nhà máy điện (hoặc một nhóm các nhà máy điện) bao gồm cả số lượng và thành phần các tổ máy cần huy

động. Cần bằng công suất tác dụng và điều tần nhằm sử dụng hợp lý các nguồn nhiên liệu, còn cân bằng công suất phản kháng và điều chỉnh điện áp nhằm giảm tổn thất công suất, điện năng.

Tính toán phân bố công suất tác dụng cho phương thức ngắn hạn phải xét đến những ràng buộc như: giới hạn trào lưu công suất đường dây tải điện, mức độ quá tải của các phần tử lưới điễn các yêu cầu về tần số và cân bằng công suất. Tính toán phân bổ công suất phản kháng phải tính đến các giới hạn điện áp trong lưới điện.

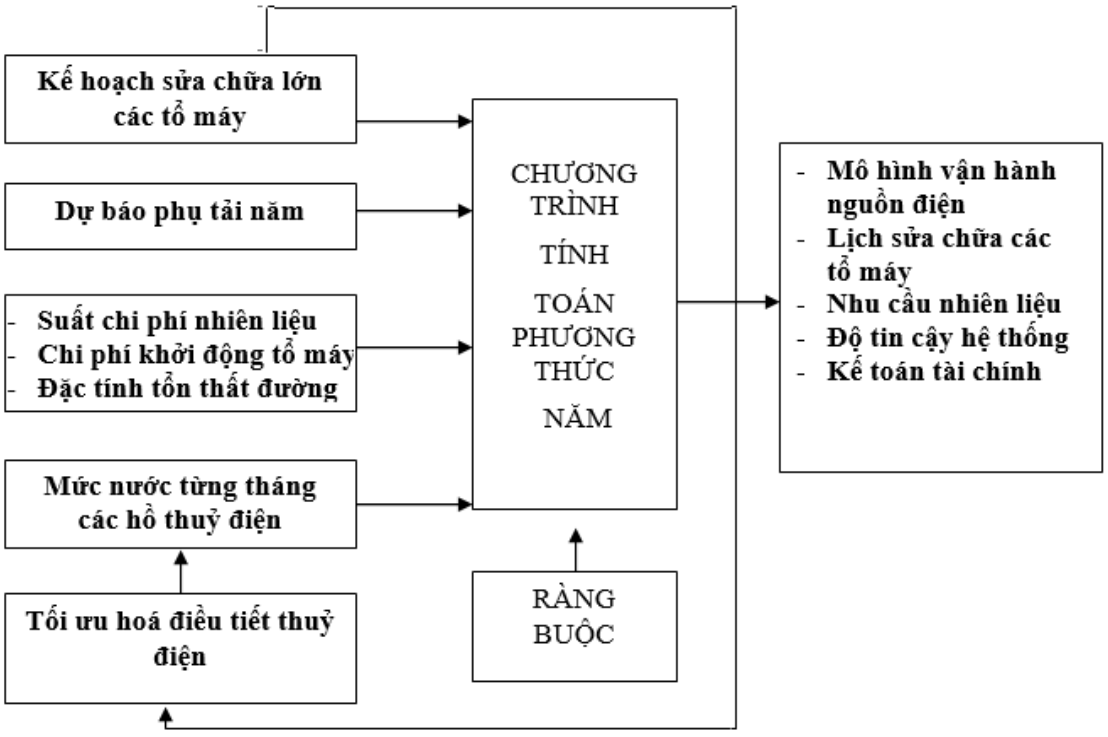


Hình 4.8. Sơ đồ khối lập kế hoạch vận hành hệ thống điện

4.7.2. Lập phương thức vận hành năm

a. Mô hình tính toán

Mô hình tính toán được trình bày theo sơ đồ khối



Hình 4.9. Sơ đồ khối về mô hình toán

Chú ý:

Trong tính toán phương thức năm hay cân bằng năng lượng năm cần chú ý đến kế hoạch sửa chữa lớn của các nhà máy điện. Đây là bài toán lặp với khối lượng tính toán rất lớn. Sauk hi lựa chọn được lịch sửa chữa ban đầu dùng chương trình lập lịch sửa chữa tối ưu thì các số liệu này trở thành đầu vào của chương trình tính toán phương thức huy động. Kết quả của chương trình huy động năm lại được đưa ngược trở lại để điều chỉnh lịch sửa chữa năm. Đây là bài toán phối hợp thuỷ điện lớn với nhiều yếu tố bất định. Để xác định được phương thức năm tối ưu càn xác định được mức nước của từng hồ thuỷ điện theo từng tháng. Từ đó xác định được sản lượng thuỷ điện cần huy động theo từng tháng. áp dụng bài toán lập kế hoạch huy động nguồn sẽ xác định được năng lượng cho từng nhà máy điện

b. Số liệu đầu vào

- Dự báo điện năng 12 tháng, công suất max từng tháng củ 3 miền Bắc, Trung , Nam và của HTĐ của Quốc gia
- Dự báo lưu lượng nước về các hồ
- Mức nước dự kiến đầu và cuối tháng

- Kế hoạch ngừng sửa chữa của từng tổ máy
- Đặc tính suất chi phí nhiên liệu củ từng tỏ máy nhiệt điện
- Chi phí khởi động của các tổ máy nhiệt điện
- Đặc tính tổn thất đường dây liên kết 500kV, tính gần đúng là hàm bậc 2 của công suất truyền tải trên đường dây
- Đặc tính chu trình hỗn hợp: gồm các quan hệ giữa tổ máy tua bin khí với đuôI hơi
- Hợp đồng mua bán điện

c. Ràng buộc của chương trình

- Các ràng buộc về nguồn:

- Giới hạn phát công suất và các vùng cấm của tổ máy
- Tốc độ tăng/giảm tải từng tổ máy
- Thời gian tối thiểu chạy/ngừng máy
- Số lần có thể khởi động cho phép trong năm
- Chế độ chạy chuyển đổi nhiên liệu, chạy hỗn hợp nhiên liệu

- Các ràng buộc về lưới

- Khả năng truyền tải cao nhất theo điều kiện ổn định và phát nhiệt của đường dây 500kV liên kết.
- Ràng buộc về khả năng truyền tải của lưới khu vực (220kV, 110kV,…) được thể hiện qua một số tổ máy bắt buộc phải giữ một mức công suất nào đó trong một số giờ quy định.

- Các ràng buộc về nhiên liệu:

- Giới hạn của đường ống cung cấp khí với các nguồn khí khác nhau.
- Ảnh hưởng của các hợp đồng mua bán khí.

Dữ liệu đầu ra cơ bản

- Mô hình vận hành các nhà máy trong và ngoài EVN.

- Điện năng phát từng tháng và cả năm của mỗi nhà máy.
- Mực nước đầu và cuối từng tháng của nhà máy.
- Kế hoạch khởi động và ngừng dự phòng tổ máy trong từng tháng.
- Thời gian vận hành tương đương của nhà máy.

- Lịch sửa chữa các tổ máy

- Nhu cầu nhiên liệu mỗi nhà máy và hệ thống
- Độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống
- Các dạng chi phí của nhà máy và hệ thống

4.7.3. Lập phương thức vận hành tháng

a. Số liệu đầu vào

- Dự báo điện năng tháng, công suất max tháng 3 miền Bắc, Trung, Nam và của HTĐ Quốc Gia
- Dự báo lưu lượng nước về các hồ
- Mức nước dự kiến đầu và cuối tháng
- Kế hoạch ngừng sửa chữa của từng tổ máy
- Đặc tính suất chi phí nhiên liệu của từng tổ máy nhiệt điện
- Chi phí khởi động của các tổ máy nhiệt điện
- Đặc tính tổn thất đường dây liên kết 500kV, tính gần đúng là hàm bậc 2 của công suất truyền tải trên đường dây
- Đặc tính chu trình hỗn hợp: gồm các quan hệ giữa tổ máy tua bin khí với đuôI hơi
- Hợp đồng mua bán điện

b. Ràng buộc của chương trình

- Các ràng buộc về nguồn:

- Giới hạn phát công suất và các vùng cấm của tỏ máy
- Tốc độ tăng/giảm tải từng tổ máy
- Thời gian tối thiểu chạy/ngừng máy
- Số lần có thể khởi động cho phép trong năm
- Chế độ chạy chuyển đổi nhiên liệu, chạy hỗn hợp nhiên liệu

- Các ràng buộc về lưới

- Khả năng truyền tải cao nhất theo điều kiện ổn định và phát nhiệt của đường dây 500kV liên kết.
- Khả năng truyền tải cao nhất theo điều kiện ổn định và phát nhiệt của đường dây 500kV liên kết.

- Ràng buộc về khả năng truyền tải của lưới khu vực (220kV, 110kV,…) được thể hiện qua một số tổ máy bắt buộc phải giữ một mức công suất nào đó trong một số giờ quy định.

- Các ràng buộc về nhiên liệu:

- Giới hạn của đường ống cung cấp khí với các nguồn khí khác nhau
- Ảnh hưởng của các hợp đồng mua bán khí

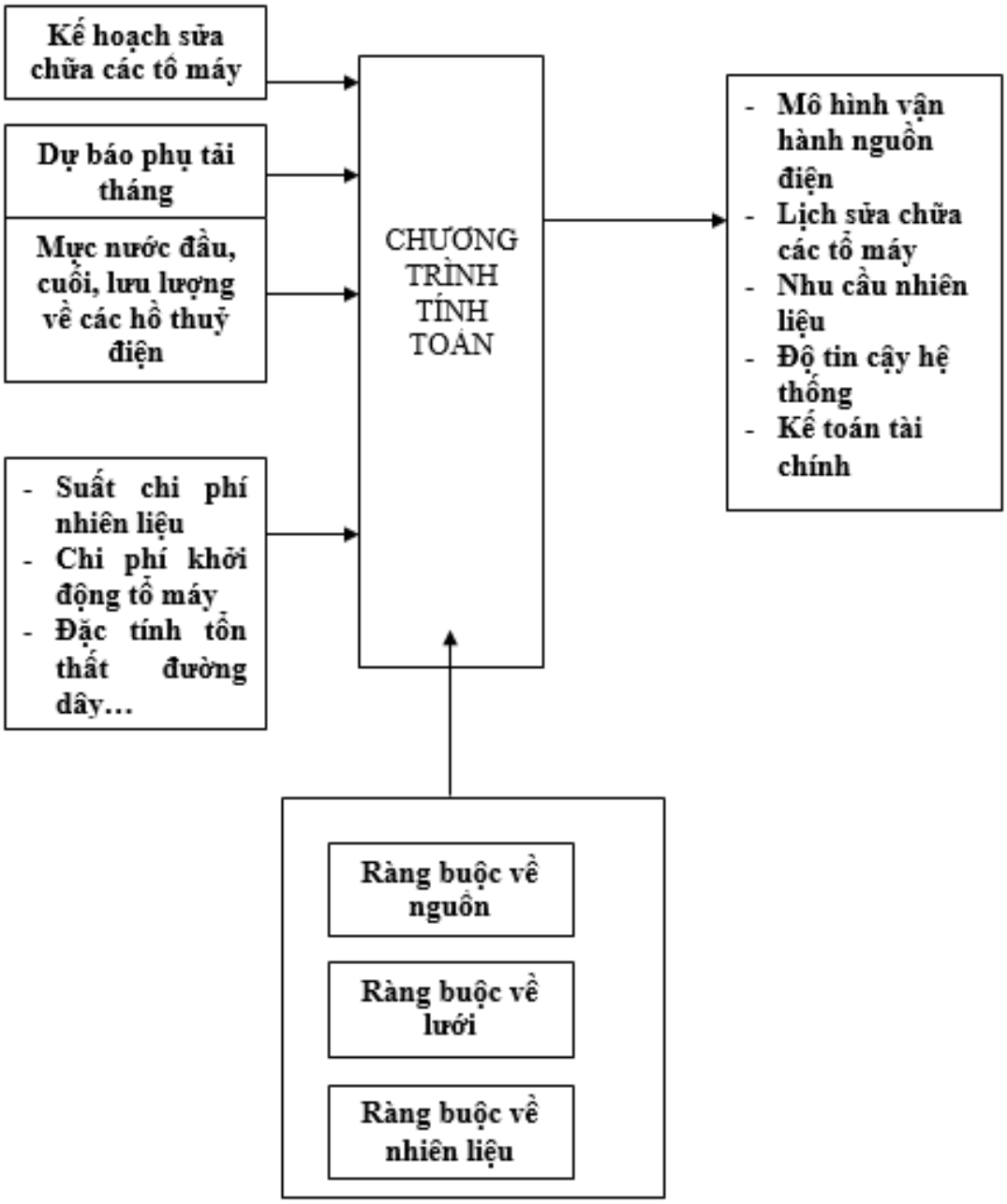
c. Dữ liệu đầu ra cơ bản

- Mô hình vận hành các nhà máy trong và ngoài EVN

- Điện năng phát từng tháng và cả năm của mỗi nhà máy
- Mực nước đầu và cuối từng tháng của nhà máy
- Kế hoạch khởi động và ngừng dự phòng tổ máy trong từng tháng
- Thời gian vận hành tương đương của nhà máy

- Lịch sửa chữa các tổ máy
- Nhu cầu nhiên liệu mỗi nhà máy và hệ thống
- Độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống
- Các dạng chi phí của nhà máy và hệ thống trong tháng

d. Mô hình tính toán



Hình 4.9. Sơ đồ khối về mô hình toán vận hành theo tháng

4.7.4. Các bài toán trong vận hành hệ thống điện

a. Dự báo phụ tải

- ***Khái quát chung***

Hiện tại, hệ thống điện Quốc gia bao gồm 3 hệ thống điện miền Bắc, Trung, Nam liên kết với nhau qua đường dây 500kV. Phụ tải dùng để tính toán các chương trình huy động nguồn cũng được chia ra thành 3 miền. Tại mỗi miền ta có riêng biểu đồ phụ tải. Tuỳ theo thời gian dự báo ta có các loại sau:

- Dự báo phụ tải ngắn hạn: gồm dự báo phụ tải ngày và tuần.
- Dự báo phụ tải trung hạn: dự báo tháng.
- Dự báo phụ tải dài hạn: gồm dự báo năm và nhiều năm.
- Các yếu tố cần được tính đến khi tiến hành dự báo phụ tải.
- Dự báo phụ tải ngày, tuần.

- Số liệu phụ tải quá khứ.
- Thời tiết quá khứ và dự báo thời tiết.
- Các sự kiện lớn hoặc hoạt động lớn.
- Tổn thất trên hệ thống điện thuộc quyền điều khiển.
- Dự kiến tiết giảm phụ tải do công tác sửa chữa đã được thông báo trước.
- Các thông tin khác liên quan đến phụ tải.
  - Dự báo phụ tải tháng, năm.
- Số liệu phụ tải quá khứ.
- Nhiệt độ và lượng mưa trung bình tháng năm.
- Tổn thất trên hệ thống điện.
- Các tỷ lệ tăng trưởng liên quan đến phụ tải.
- Phụ tải của các công trình mới sắp đưa vào.

Một số phương pháp dự báo phụ tải hay được áp dụng.

- Phương pháp dự báo phụ tải hay được áp dụng.

Theo cách tính này, phụ tải hoàn toàn do nhu cầu đột xuất, X2(t) là phụ tải tối thiểu phải đảm bảo, X3(t) là phụ tải ngẫu nhiên có tính xác suất và DP(t) là phần sai số của mô hình.

Theo mô hình tính toán này người làm công tác điều độ do kinh nghiệm nghề nghiệp đã nắm chắc được X2(t), do được thông báo kịp thời những yêu cầu phụ tải đột xuất, biết được X1(t), và bằng phương pháp xử lý thống kê các số liệu quá khứ , kết hợp với kinh nghiệm có thể xác định được X3(t) và từ đó xây dựng được biểu đồ phụ tải.

- Phương pháp hồi quy

Dựa vào số liệu phụ tải quá khứ từng giờ của một số năm gần nhất (5 đến 10 năm) được xem là ổn định, lựa chọn mô hình thích hợp để dự báo cho năm tiếp sau.

$P(t) = f(P_{nam}(t), P_{thang}(t), P_{ngay}(t), P_{gio}(t)) + DP(t)$

Trong đó: $P_{nam}(t), P_{thang}(t), P_{gio}(t)$ tương ứng là phụ tải trung bình năm, tháng, ngày, giờ theo *t: DP(t)* phần sai số dự báo.

Các kết quả đầu ra dự báo phụ tải.

- Dự báo phụ tải ngày.

- Dự báo phụ tải ngày hôm sau bao gồm phụ tải 24 giờ.

- Dự báo phụ tải tuần.

- Bao gồm phụ tải của 168 giờ của 7 ngày trong tuần.

- Dự báo phụ tải tháng.

- Bao gồm điện năng tháng.
- Phụ tải ngày cao nhất trong tháng
- Phụ tải ngày điển hình của tháng
- Phụ tải ngày lễ, tết (nếu có)

- Dự báo phụ tải năm

- Bao gồm sản lượng điện năng
- Phụ tải cao nhất của từng tháng trong năm
- Phụ tải ngày điển hình từng tháng trong năm
- Phụ tải ngày lễ tết

b. Dự báo nước về

Khái quát chung

Lưu lượng về các hồ thuỷ điện là một yếu tố rất bất định. Các bản tin dự báo thuỷ văn của Trung tâm quốc gia dự báo khí tượng thuỷ văn cũng chỉ là 1 yếu tố đầu vào của công việc dự báo lưu lượng về các hồ phục vụ công tác lập kế hoạch huy động nguồn.

Dự báo nước về trung hạn (tháng).

- ***Dữ liệu đầu vào:***

- Bản dự báo thuỷ văn của Trung tâm quốc gia dự báo khí tượng thuỷ văn.
- Chuỗi số liệu quá khứ lưu lượng về trung bình các hồ thuỷ điện theo từng tháng của các năm trước (chuỗi quá khứ càng dài càng tốt).
- Dự báo thời tiết (nhiệt độ, mưa, nắng, giông, bão,…).

- ***Phương pháp dự báo***

- Lấy chuỗi thuỷ văn của 6 tháng gần tháng cần dự báo nhất

- So sánh chuỗi thuỷ văn mẫu này với mẫu của chuỗi 6 tháng tương đương trong các năm quá khứ (càng nhiều năm càng tốt) để lấy ra 10 năm có hệ số tương quan lớn nhất (gần bằng 1) với chuỗi mẫu.

- Lập hàm tương quan (dùng hàm bậc 4) giữa 10 tháng quá khứ để tìm ra tháng dự báo tương ứng.

- Hiệu chỉnh số liệu theo các bản tin dự báo thuỷ văn của Trung Tâm Quốc Gia Dự Báo Khí tượng thuỷ văn và dự báo thời tiết.

- ***Dự báo nước về dài hạn***

Dự báo lưu lượng về dài hạn nhằm đưa ra được lưu lượng nước về các hồ trung bình từng tháng. Hiện tại lưu lượng về dự báo được tính toán trên cơ sở tần suất nước về của các hồ từng tháng theo chuỗi số liệu quá khứ đã có thống kê. Tuỳ theo quan điểm của người lập kế hoạch vận hành, các mức tần suất nước về các hồ được lựa chọn để tính toán. Với quan điểm lạc quan, thì xu hướng là dùng các mức tần suất thấp, tức là dự báo nước về nhiều còn quan điểm an toàn thì chọn phương án tần suất cao, nước dự báo về ít.

4.8. Các chương trình tính toán chính đang được sử dụng tại A0

- ***Phần mềm PSS/E***

PSS/E là viết tắt của tiếng Anh: Power System Simulation/ Engineering là chương trình tính toán chế độ khá phổ biến trên thế giới do hãng PTI lập.

Một số tính năng chính của phần mềm:

- Tính toán trào lưu công suất.
- Tính toán tối ưu.
- Phân tích sự cố cân bằng và không cân bằng.
- Mô phỏng tính toán ổn định.

- *Phần mềm Promod IV*

Một số tính năng chính của phần mềm.

- Dự báo tiêu thụ nhiên liệu.
- Khảo sát việc đưa thêm nhà máy mới.
- Lập kế hoạch sửa chữa tự động.

- Dự kiến giá vận hành có lợi.
- Định giá điện năng và công suất.
- Phân tích việc chuyển đổi nhiên liệu và nguồn nhiên liệu hạn chế.
- Nghiên cứu nhanh chương trình quản lý nhu cầu biên.
- Dự kiến giá năng lượng biên từng giờ.
- Đánh giá công nghệ nguồn mới.

Phần mềm EMTP

EMTP là viết tắt của tiếng Anh: Electromagnetic Transient Program – là chương trình mô phỏng quá trình quá độ điện tử.

- Một số tính năng chính của phần mềm:

Phần mềm EMTP có thể được sử dụng cho phần lớn cho các tính toán chế độ tĩnh cũng như mô phỏng các chế độ quá độ với thời gian nhỏ hơn 1-2s.

Thông thường, EMTP được dùng cho 2 mục đích chính:

Hỗ trợ trong thiết kế và đặc tính hoá (lựa chọn thông số) hệ thống điện (HTĐ) và các phần tử của HTĐ.

- Các tính toán mô phỏng đặc trưng EMTP có thể thực hiện:

Đột biến đóng cắt:

- Đóng điện đường dây với thời gian xác định.
- Đóng điện đường dây với thời gian thay đổi theo xác suất cho trước.
- Đóng cắt 1 pha.
- Đóng lại nhanh.
- Đóng cắt tụ.
- Điện áp phục hồi quá độ.
- Quá độ khi đóng cắt cáp điện và bảo vệ.
- Quá độ khi đóng cắt đường cáp

Phối hợp cách điện:

- Các đường dây trên không.
- Cáp ngầm.

Phần mềm DigSilent PowerFactory.

Một số tính năng chính của phần mềm:

- Tính toán trào lưu công suất.

- Tính toán tối ưu.
- Phân tích sự cố cân bằng và không cân bằng.
- Phân tích sóng hài.
- Phân tích độ tin cậy.
- Tính toán phối hợp rơ le bảo vệ.

Câu hỏi ôn tập cuối chương 4.

Câu 1. Hãy nêu các đặc tính kinh tế của các tổ máy phát và nhà máy điện.

Câu 2. Hãy nêu đặc điểm mô phỏng phần tử trong hệ thống điện để tính toán chế độ xác lập.

Câu 3: Nhà máy điện có hai tổ máy với:

$$T_1=0{,}008P_1^2 + 1{,}6P_1+500 \text{ (USD/h)}$$

$$T_2=0{,}008P_2^2 + 2{,}2.P_2+400 \text{ (USD/h)}$$

$$P_{1max}= P_{2max} =125MW;\ P_{1min}=P_{2min}=30MW$$

Hai tổ máy làm việc đồng thời cấp điện cho phụ tải biến thiên từ 30 MW đến 300 MW

a. Phân bố tối ưu công suất cho hai tổ máy khi P_{pt}=50 MW và 180 MW không xét ΔP

b. Lập đặc tính chi phí sản xuất cho toàn nhà máy điện. Sai số cho phép 0,01 MW

Câu 4. Hãy tính phân bố công suất tối ưu cho các tổ máy của nhà máy nhiệt điện gồm ba tổ máy với hàm chi phí sản xuất tương ứng như sau:

$$Z_1 = 0{,}31P_1^2 + 94{,}5P_1 + 3124{,}9.10^3 đ$$

$$Z_2 = 0{,}43P_2^2 + 78{,}6P_2 + 2710{,}6.10^3 đ$$

$$Z_3 = 0{,}26P_3^2 + 89{,}4P_3 + 2609{,}7.10^3 đ$$

Biết phụ tải yêu cầu của hệ thống điện quốc gia là 370MW, tức là:

$$P_1 + P_2 + P_3 = 370$$

Câu 5. Một nhà máy nhiệt điện với ba tổ máy làm việc với hàm chi phí nhiên liệu như sau:

$$\frac{\delta C}{\delta P_1} = 50 + 0{,}27P_1 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\delta C}{\delta P_2} = 60 + 0{,}32P_2 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\delta C}{\delta P_3} = 30 + 0{,}25P_3 \text{ (\$/h)}$$

Với $40\ MW \le P_1 \le 170\ MW$

$40\ MW \le P_2 \le 135\ MW$

$60\ MW \le P_3 \le 225\ MW$

Ba tổ máy cung cấp cho phụ tải P_{pt} = 450 MW. Bỏ qua tổn thất.

Điều phối tối ưu công suất phát của các tổ máy.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. TS. Trần Quang Khánh, *Vận hành hệ thống điện*, NXB Khoa học kỹ thuật Hà Nội, 2006.

[2]. Võ Thuận Hải, *Bài giảng quản lý – vận hành hệ thống điện*, Trường ĐH Nông Nghiệp Hà Nội 2009.

[3]. Trần Bách, "*Lưới điện và Hệ thống điện-Tập 2*", Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật 2008.

[4]. Nguyễn Hoàng Việt, Hồ Văn Hiến, Phan Thị Thanh Bình, "*Thiết kế Hệ Thống Điện*" NXB Đại học Quốc Gia TP. Hồ Chí Minh 2012.

[5]. Sivanagaraju, S. *Power system operation and control*. Pearson Education India, 2009.