

NGUYỄN LÂN TRÁNG

QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN

HỆ THỐNG ĐIỆN



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

TS. NGUYỄN LÂN TRÁNG

QUI HOẠCH PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN

In lần thứ hai



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
HÀ NỘI

Chịu trách nhiệm xuất bản : PGS. TS. TÔ ĐĂNG HẢI
Biên tập và sửa bài : ThS. NGUYỄN HUY TIẾN
NGỌC LINH
Trình bày bìa : HƯƠNG LAN

NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
70, TRẦN HUNG ĐẠO – HÀ NỘI

In 800 cuốn, khổ 19 x 27cm tại Xưởng in NXB Văn hóa Dân tộc
Quyết định xuất bản số: 136–2006/CXB/311–06/KHKT – 5/10/2006
In xong và nộp lưu chiểu quý I năm 2007.

LỜI NÓI ĐẦU

Năng lượng là một vấn đề thu hút sự quan tâm của mọi quốc gia trong mọi thời đại. Không thể hình dung được sự thiếu vắng của năng lượng trong mọi hoạt động của con người, nhất là trong thời đại ngày nay, khi mà khoa học kỹ thuật đã đạt được trình độ rất cao để con người có thể từng bước chinh phục được thiên nhiên và làm chủ được cuộc sống của mình.

Việc sản xuất và tiêu dùng năng lượng ngày một phát triển, nó có tác động qua lại tới nhiều vấn đề lớn của xã hội như phát triển kinh tế, dân số và chất lượng cuộc sống, trình độ công nghệ và mức độ công nghiệp hoá, môi trường sinh thái, các chế độ và chính sách của Nhà nước đối với vấn đề năng lượng v.v... Hệ thống năng lượng ngày một phức tạp cả về qui mô và trình độ, do đó việc qui hoạch phát triển một cách đúng hướng hệ thống năng lượng nói chung và hệ thống điện nói riêng luôn luôn là vấn đề thời sự, là mối quan tâm hàng đầu của mọi quốc gia.

Ở nước ta, từ những năm 60 đến nay, Nhà nước thông qua các Bộ, các Viện nghiên cứu, các chương trình tiến bộ khoa học kỹ thuật trọng tâm của Nhà nước đã liên tục đề cập, xem xét, tổ chức nghiên cứu về vấn đề này. Tuy nhiên, cho đến thời điểm hiện nay vẫn có nhiều vấn đề còn cần phải nghiên cứu tiếp, hệ thống điện của chúng ta còn cần phải mở rộng và phát triển để đáp ứng nhu cầu ngày một cao của sản xuất và tiêu dùng. Hơn nữa, trong điều kiện của cuộc cách mạng khoa học kỹ thuật ngày nay việc áp dụng các phương pháp toán học hiện đại và máy tính điện tử là một nhu cầu hết sức cần thiết trong vận hành cũng như phát triển tối ưu hệ thống điện.

Việc qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng nói chung và qui hoạch phát triển hệ thống điện nói riêng bao gồm nhiều lĩnh vực rất rộng lớn: từ chính sách năng lượng quốc gia đến kết quả của qui hoạch phát triển kinh tế của Nhà nước, từ dự báo nhu cầu và khả năng đáp ứng các nhu cầu năng lượng dựa vào tiềm năng năng lượng của đất nước đến việc vạch ra các chiến lược phát triển tối ưu các hệ thống, từ việc qui hoạch phát triển nguồn điện đến việc phát triển lưới điện truyền tải và phân phối điện năng, từ việc sử dụng hợp lý và tiết kiệm năng lượng đến việc hạn chế đến mức tối đa tác động của việc xây dựng và vận hành hệ thống lên môi

trường v.v...Trong việc qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng thì việc qui hoạch phát triển hệ thống điện là quan trọng nhất.

Nói chung nội dung của việc qui hoạch phát triển hệ thống là giải bài toán tối ưu trong sự ràng buộc theo ba bước như sau:

Bước 1: Lựa chọn mục tiêu, các chỉ tiêu phát triển và các hạn chế của hệ thống.

Bước 2: Xây dựng mô hình toán học của hệ thống cần nghiên cứu.

Bước 3: Chọn phương pháp toán học thích hợp và tìm lời giải.

Những bài toán phát triển tối ưu hệ thống điện có thể chia thành hai nhóm:

Nhóm 1: Cho trước vốn đầu tư và các nguồn lực, cần khai thác sử dụng tối ưu để đạt kết quả tốt nhất (ví dụ đạt sản lượng cao nhất).

Nhóm 2: Cho yêu cầu của sản xuất (ví dụ cho sản lượng cần có), cần làm cách nào để đạt được yêu cầu đó với chi phí nhỏ nhất.

Phương pháp tiếp cận hệ thống và phương pháp phân tích hệ thống là nền tảng lý thuyết cho việc giải các bài toán tối ưu kinh tế-kỹ thuật phát triển các hệ thống sản xuất.

Giáo trình này dựa trên cơ sở các bài giảng của tác giả cho sinh viên ngành Hệ thống điện của Trường Đại học Bách khoa Hà Nội trong nhiều năm qua. Giáo trình đề cập đến những lý luận và phương pháp luận cơ bản về tối ưu hoá sự phát triển và điều khiển các hệ thống năng lượng. Cụ thể là những khái niệm, nguyên tắc và phương pháp tiếp cận hệ thống trong ngành năng lượng, những kiến thức chung nhất về năng lượng và những phương pháp hiện đại về tính toán tối ưu trong việc qui hoạch phát triển hệ thống điện. Cuốn sách sẽ rất có ích cho sinh viên và kỹ sư ngành Hệ thống điện. Giáo trình cũng có thể dùng làm tài liệu tham khảo cho cán bộ nghiên cứu và quản lý thuộc lĩnh vực qui hoạch năng lượng và điện lực. Những vấn đề mà cuốn sách đề cập đến là rất rộng và còn phải tiếp tục nghiên cứu. Tuy nhiên do trình độ có hạn và tài liệu tham khảo còn hạn chế nên không tránh khỏi còn nhiều thiếu sót. Mong độc giả lượng thứ và góp ý.

Chúng tôi xin chân thành cảm ơn các thầy GS.VS. Trần Đình Long, GS.TS. Lê Văn Út, PGS.TS. Trần Bách đã đọc bản thảo cuốn sách và góp nhiều ý kiến quý báu.

Chúng tôi hoan nghênh và cảm ơn những nhận xét và ý kiến đóng góp của độc giả.

Nhận xét và góp ý xin liên hệ theo địa chỉ: TS. Nguyễn Lân Tráng, Bộ môn Hệ thống điện, Khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa Hà Nội.

Tác giả

Chương 1

SỰ PHÁT TRIỂN CỦA CÁC HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG

§1.1. QUÁ TRÌNH PHÁT TRIỂN CỦA CÁC HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI

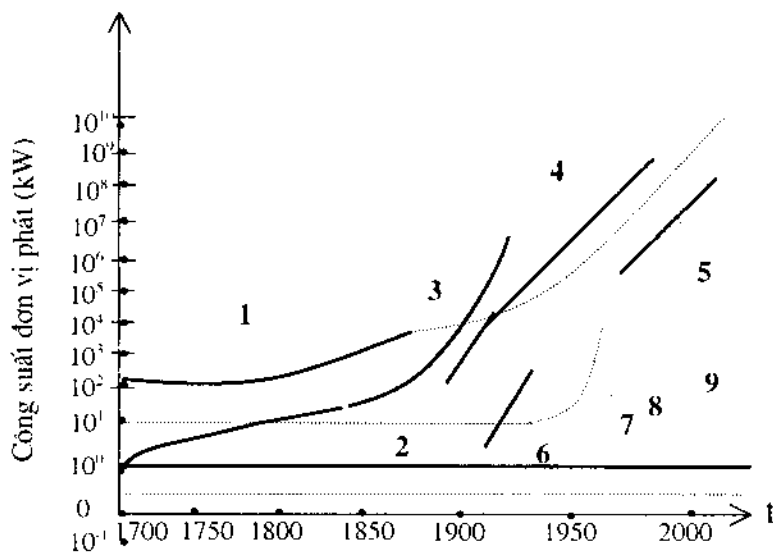
1.1.1. Lịch sử phát triển của việc sử dụng năng lượng trên Trái Đất

Hơn một triệu năm trước, loài người đã biết dùng lửa trong tự nhiên (sét, núi lửa), nhờ có lửa họ có thể chống lại giá rét, chống dã thú ăn thịt. Từ đó con người đã dùng củi để đốt sưởi và nấu chín thức ăn, luyện kim lấy đồng thau và các kim loại khác để làm dụng cụ sản xuất. Một bước nhảy vọt tiếp theo, con người dùng sức của súc vật như trâu, bò, ngựa... làm sức kéo thay cho người để canh tác. Đến thế kỷ thứ nhất trước Công nguyên, người ta biết dùng sức nước để thay thế sức người. Đến thế kỷ thứ XII người ta biết sử dụng sức gió để làm quay cối xay và bơm nước. Vào thế kỷ thứ XVI các guồng nước đã trở thành nguồn năng lượng quan trọng nhất đối với con người. Nó cũng là tiền đề cho công nghiệp hoá ở Châu Âu. Vào thế kỷ thứ XIX máy hơi nước biến nhiệt năng thành cơ năng làm tăng thêm sức mạnh của con người và nền sản xuất công nghiệp tư bản chủ nghĩa cũng phát triển từ đây. Vào những năm cuối của thế kỷ XIX động cơ đốt trong ra đời đã dần thay thế máy hơi nước.

So với các dạng năng lượng khác như cơ, nhiệt, quang ... thì điện năng được phát hiện chậm hơn. Nhưng việc khám phá ra hiện tượng điện từ đã thúc đẩy mạnh mẽ cuộc cách mạng khoa học kĩ thuật chuyển sang lĩnh vực điện khí hoá, tự động hoá.

Các hiện tượng có nguồn gốc điện và từ được biết đến từ thời cổ đại. Từ thế kỉ thứ VI trước Công nguyên, T. D. MILET đã quan sát và mô tả một số hiện tượng nhiễm điện và từ: các mảnh hổ phách mảnh vàng được cọ sát sẽ hút các vật nhỏ nhẹ và đá nam châm có thể hút các mảnh sắt. Thuật ngữ điện(electric) có nguồn gốc là từ Hylạp electron tức là hổ phách. Tuy nhiên, mãi cho đến thế kỉ XVII các hiện tượng điện mới được nghiên cứu một cách khoa học. S. GRAY (1666-1736) đã phát hiện ra tính dẫn điện. B. FRANKLIN(1706-1790) đã đưa ra lí thuyết về các tụ điện và chế tạo các cột thu lôi. Năm 1800, A. VOLTA(1745-1827) đã chế tạo ra chiếc pin đầu

tiên. A. AMPERE(1775-1836), M. FARADAY(1791-1862), G.S. OHM(1787-1854), G.R. KIRCHHOFF (1824-1887), C. MAXWELL(1831-1879) là các nhà bác học đã có những công trình nghiên cứu về dòng điện và mối quan hệ giữa điện và từ. Những phát minh của T. EDISON (1847-1931) về điện báo, máy hát và về đèn điện đã là những đóng góp to lớn thúc đẩy quá trình phát triển của ngành điện lực. Năm 1882 nhà máy điện đầu tiên trên thế giới được ra đời, và việc tải dòng điện xoay chiều đi xa lần đầu tiên được thực hiện ở Pháp vào năm 1884. Từ đây năng lượng điện đã là động lực thúc đẩy nền công nghiệp phát triển như vũ bão và giúp cho các ngành kĩ thuật khác có những bước tiến thần kì. Ngành điện lực đã phát triển và có nhiều đổi mới không ngừng cho đến ngày nay. Nó đã trở thành một ngành khoa học kĩ thuật không thể thiếu trong nền kinh tế quốc dân. Do nhiều tính ưu việt nên điện năng đã là năng lượng được sử dụng rộng rãi nhất trong tất cả các lĩnh vực hoạt động kinh tế xã hội và đời sống của con người.



Hình 1.1. Lịch sử phát triển các nguồn năng lượng.

Quan hệ giữa công suất đơn vị phát (kW) với các các loại nguồn năng lượng trong 300 năm qua được mô tả trên hình 1.1, trong đó: 1. guồng nước; 2. máy hơi nước; 3. tuabin nước; 4. tuabin hơi nước; 5. tuabin khí; 6. động cơ đốt trong; 7. động cơ gió; 8. sức người; 9. sức súc vật.

1.1.2. Đặc điểm của cuộc cách mạng KHKT ở nửa cuối thế kỉ 20 về mặt năng lượng

1. Sự tăng vọt nhu cầu các dạng năng lượng khác nhau và đặc biệt là sự xâm nhập rộng rãi của điện năng vào mọi lĩnh vực hoạt động của con người

Qua nghiên cứu và thống kê cho thấy rằng nhu cầu năng lượng của con người tăng theo độ tăng dân số. Xét trong vòng 120 năm, từ năm 1860 – 1980, nếu lấy đơn vị 10^8 BTU/người thì năm 1860 là 1:1; năm 1920 là 2:1; năm 1970 là 3:1 và năm 1980 là 4:1 nghĩa là sau 120 năm thì nhu cầu năng lượng của con người tăng gấp bốn lần. Đó chính là nguyên nhân cơ bản dẫn đến khủng hoảng năng lượng của thời đại ngày nay và trong tương lai. Vì vậy việc nghiên cứu và tìm ra một dạng năng lượng mới để thay thế các loại nhiên liệu hoá thạch (than đá, dầu mỏ, khí thiên nhiên) đến một ngày nào đó sẽ cạn kiệt là rất cần thiết.

2. Sự phát triển mạnh mẽ các phương tiện vận tải và thông tin

Do nhu cầu giao lưu hàng hoá và nhu cầu đi lại của con người tăng vọt nên cuối thế kỉ 20 các phương tiện vận tải đã được hoàn thiện về kích cỡ, về tốc độ và khả năng dịch vụ cao đáp ứng nhu cầu ngày càng cao về vận tải. Tàu hoả siêu tốc, máy bay siêu cỡ, tàu thuỷ siêu cao tốc...đang trở thành những đột biến trong giao thông vận tải. Từ những năm 50 của thế kỉ 20, với sự hoàn thiện của kĩ thuật bán dẫn và vi điện tử ngành kĩ thuật thông tin và tin học có bước phát triển nhảy vọt, nhất là khi hệ thống internet ra đời đã làm bùng nổ cái gọi là công nghệ thông tin. Ngày nay con người trên khắp hành tinh có thể gắn lại nhau hơn.

3. Sự khám phá ra các mỏ dầu khí mới do việc áp dụng các phương pháp thăm dò hiện đại đã bác bỏ quan điểm cũ về những khả năng rất hạn chế của các mỏ dầu

Người ta đã áp dụng các phương pháp địa vật lí hiện đại, sử dụng cả những tư liệu truyền từ vệ tinh về để góp phần phát hiện các mỏ dầu khí mới. Với tổng trữ lượng đã thăm dò là 3 GTOE(Giga Ton Oil Equivalence), dầu mỏ được xếp hàng đầu trong các loại nhiên liệu đã được sử dụng trên Trái Đất.

4. Sự phát triển mạnh mẽ của ngành năng lượng nguyên tử do những thành tựu to lớn của vật lí học và của các ngành kĩ thuật có liên quan

Từ năm 1895 sau phát minh ra tia X của Roentgen ngành vật lí nguyên tử đã được hình thành và phát triển. Những phát minh liên tiếp của Becquerel, Thompson, Mary Curie, Einstein, Niels Bohr, Rutherford, Walter Bothe, H. Becker, Frederic, Jolid Curie, Enrico Fermi v.v... đã đặt nền móng cho ngành công nghiệp năng lượng nguyên tử sau này. Nhưng chỉ sau ngày 27-6-1954, khi đã khánh thành nhà máy điện nguyên tử đầu tiên trên thế giới, công suất 5MW ở

Obninsk (Liên Xô cũ) thì mới thực sự mở đầu thời kỳ sử dụng năng lượng hạt nhân cho mục đích hoà bình.

1.1.3. Những đặc điểm đặc trưng của hệ thống năng lượng

a. Tính liên tục về thời gian của các quá trình chủ yếu của sản xuất và tiêu thụ năng lượng. Cụ thể như điện năng khi đã được sản xuất ra đều phải tiêu thụ hết (chỉ trừ một lượng không lớn được tích trữ trong các acqui). Đó là một đặc điểm riêng biệt của điện năng so với các hàng hoá khác. Chính vì vậy các quá trình sản xuất và tiêu thụ điện năng đều có tính liên tục về thời gian. Nếu sự cân bằng giữa sản xuất và tiêu thụ điện năng bị phá vỡ thì sẽ dẫn tới sự suy giảm về chất lượng điện năng. Ví dụ sự thay đổi cân bằng công suất tác dụng sẽ dẫn tới sự thay đổi tần số trong hệ thống còn sự thay đổi cân bằng công suất phản kháng sẽ dẫn tới sự thay đổi điện áp trong mạng điện.

b. Tính có thể thay thế lẫn nhau của các sản phẩm và sản phẩm của một hệ thống này là đầu vào của một hệ thống khác: ví dụ than, dầu, khí thiên nhiên dùng làm nhiên liệu cho nhà máy nhiệt điện và giữa chúng trong một số trường hợp có thể thay thế cho nhau.

c. Sự tập trung ngày càng cao trong sản xuất và phân phối các nguồn năng lượng và điện năng. Nhu cầu năng lượng của con người ngày một tăng nên để đảm bảo tính kinh tế và độ tin cậy các nguồn năng lượng cần phải được sản xuất và phân phối ngày một tập trung hơn. Ví dụ như các hệ thống điện ngày càng mở rộng về qui mô sản xuất và phân phối, công suất toàn hệ thống và công suất đơn vị của các tổ máy phát ngày càng lớn.

d. Năng lượng chiếm một tỉ lệ quan trọng trong nền kinh tế quốc dân:

- Năng lượng thường chiếm 1/3 ngân sách đầu tư của Nhà nước.
- Hơn 15% người lao động hoạt động ở khu vực này.

Khoảng 70% tổng sản lượng điện được sử dụng trong các xí nghiệp công nghiệp. Tuy rằng nói chung, giá thành điện chiếm một tỉ lệ nhỏ trong giá thành sản phẩm (ví dụ 2-3% đối với sản phẩm cơ khí) và đầu tư hệ thống cung cấp điện cho các xí nghiệp cũng chỉ chiếm một phần rất nhỏ (khoảng 4-6% tổng đầu tư của xí nghiệp) nhưng ý nghĩa quan trọng của cung cấp điện là nếu mất điện sẽ gây thiệt hại lớn cho xí nghiệp nói riêng và cho toàn bộ nền kinh tế quốc dân nói chung.

e. Năng lượng tham gia vào hầu hết các quá trình công nghệ.

Ví dụ ở Liên Xô cũ trong ngành đường sắt năm 1970 có 22% dùng điện ;
năm 1980 có 48% dùng điện ;
năm 1985 có 53% dùng điện.

§1.2. TÌNH HÌNH NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI

1.2.1. Tình hình các nguồn năng lượng không tái tạo được trên thế giới

1.2.1.1. Dầu và các sản phẩm dầu mỏ

Dầu mỏ không phải mới phát hiện vào thế kỷ thứ XIX, mà người dân ở vùng Xume, Axiri và Babilon đã biết sử dụng rì dầu từ 3000 năm trước Công nguyên. Đem trộn với cát, nó dùng để trát kín các kẽ hở (trong nhà và ở trên các tàu thuyền). Trộn với lưu huỳnh dùng để làm thuốc. Sau đó những người Ả-rập tiếp tục sử dụng chúng, đặc biệt là cho các mục đích quân sự. Trong khi đó, có lẽ do không có các mỏ dễ khai thác mà vùng Tây Âu không quan tâm đến dầu mỏ. Nhờ phát hiện ra Châu Mĩ mà Tây Ban Nha, sau đó là Anh, Pháp đã học được từ người da đỏ các phương pháp sử dụng dầu mỏ, trong đó có việc chiếu sáng. Sự không thích nghi của khí than, việc tồn tại của nhiều mỏ hydrocacbon đã giải thích một phần nguồn gốc ngành công nghiệp dầu mỏ Bắc Mĩ.

Bảng 1.1. Sản lượng dầu mỏ trên thế giới từ 1992 đến 2001(10¹⁵Btu)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toàn thế giới	136,50	136,53	138,31	141,48	144,95	149,02	151,90	149,68	155,86	155,34
Các nước OECD	39,70	39,57	40,94	41,66	43,14	43,60	43,22	42,12	42,66	42,84
Không phải OECD	96,80	96,96	97,37	99,82	101,80	105,43	108,68	107,56	113,21	112,50

(OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development-Tổ chức Hợp tác và Phát triển kinh tế)

Dầu có ưu điểm nhiệt lượng cao, dễ chuyên chở, có trữ lượng khá được xem là nguồn năng lượng số một của thế giới với 3 GTOE trữ lượng(30% tiêu thụ ở dạng sơ cấp). Dầu được khai thác chủ yếu dưới lòng đất. Trữ lượng dầu phân bố như sau:1- Trung Cận Đông 65,2%, 2- Trung và Nam Mĩ 11,6%, 3- Bắc Mĩ 8,3%, 4 - Liên Xô cũ 6,4%, 5 – Châu Phi 6,4%, 6 – Châu Á - Thái Bình Dương 4,1%, 7 – Châu Âu(Trừ Liên Xô cũ) 2,0%. Dầu được khai thác chủ yếu dưới lòng đất. Người ta cho rằng có thể khai thác dầu trong 40 năm nữa. Tuy nhiên, sản lượng dầu chất lượng tốt trên toàn thế giới sẽ chuyển sang khuynh hướng giảm trong một thời kì sớm hơn so với số năm có thể khai thác, làm giảm khả năng duy trì sản lượng theo nhu cầu. Hai phần ba tài nguyên dầu lại tập trung chủ yếu ở vùng Trung Đông. Nền kinh tế của các nước Trung Đông chủ yếu dựa vào khai thác và bán dầu mỏ. Vị trí trung tâm của dầu mỏ trong bảng cân bằng năng lượng trên thế giới không chỉ là khối lượng của nó mà do các đặc tính khác biệt của nguồn năng lượng này. Công nghệ khai thác dầu mỏ được hình thành và phát triển nhanh chóng để đáp

ứng nhu cầu sử dụng năng lượng dầu mỏ (bảng 1.1). Công nghệ khai thác dầu mỏ được hình thành và phát triển nhanh chóng để đáp ứng nhu cầu sử dụng năng lượng dầu mỏ.

Để có được các sản phẩm của dầu mỏ người ta phải lọc dầu thô. Chi phí lọc dầu chiếm 20% tổng chi phí tính đến hộ tiêu thụ cuối cùng(chưa kể thuế). Các nước phát triển (Mĩ, Nhật Bản, EU) nhập khẩu dầu thô sau đó mới lọc. Các sản phẩm qua lọc dùng cho nhiều mục đích khác nhau, từ các dầu nhẹ nhất (butal, propal, xăng, nhiên liệu cho động cơ phản lực, dầu điêzen) đến các dầu nặng nhất (các dầu madút, bitum). Việc phát triển lọc dầu được điều khiển bởi thị trường các sản phẩm dầu, nhu cầu dầu nhẹ (nhiên liệu dùng cho giao thông đường bộ) nhiều hơn nhu cầu dầu nặng (cho những nồi hơi cỡ lớn), công nghiệp dầu càng bị kích thích để biến đổi các sản phẩm dầu nặng.

1.2.1.2. Than đá

Than là nguồn năng lượng rẻ nhất trong các dạng năng lượng hoá thạch nên vẫn còn được sử dụng nhiều trong tương lai. Trữ lượng than trên thế giới khoảng trên một ngàn tỉ tấn tập trung ở một số nước như Mĩ (276.656 triệu tấn), Nga(173.074 triệu tấn), Trung Quốc(126.215 triệu tấn). (Xem bảng 1.2).

Bảng 1.2. Trữ lượng than trên thế giới tính đến năm 2003(triệu tấn)

Bắc Mĩ	Trung và Nam Mĩ	Tây Âu	Đông Âu và LX cũ	Trung Đông	Châu Phi	Châu Á và Châu Úc	Tổng cộng
282.444	23.977	101.343	290.183	1.885	61.032	322.394	1.083.259

Đầu những năm 1990, khoảng 5 tỉ tấn than được khai thác trên toàn thế giới, một khối lượng lớn hơn rất nhiều so với dầu mỏ nhưng nhiệt trị của than thấp hơn 1,5 – 3 lần so với dầu mỏ. Việc khai thác than tập trung ở một số nước lớn Bắc Bán Cầu. Những nước này cũng là những nước tiêu thụ nhiều than. Người ta cho rằng số năm nhân loại còn có thể khai thác than là khoảng 230 năm.

Công nghiệp khai thác than có nhiều bất lợi, trước hết là tính ì của nó, cho dù cơ giới hoá rất nhiều nhưng vẫn phải sử dụng nhiều lao động. Mặt khác thiếu tính đa dạng trong sử dụng. Nhược điểm đáng lưu ý nhất là sự nguy hại của việc đốt cháy than gây ra. Những tiến bộ kỹ thuật cho đã phép giảm đáng kể tán xạ của bụi, NO_x và SO_x liên quan đến đốt nhiên liệu.

Ngược lại hiểm họa gây ra do CO₂ mà quá trình đốt cháy than đã thải ra với một số lượng lớn sẽ hạn chế sự phát triển của ngành than trong tương lai.

1.2.1.3. Khí thiên nhiên

Khí thiên nhiên chiếm vị trí thứ ba trong bảng cân bằng năng lượng thế giới với một sản lượng thương mại khoảng 2 Tm³ (2.10¹² m³) chiếm 20% tiêu thụ năng lượng sơ cấp (2Tm³ khí lẫn trong dầu thô hoặc quay trở lại vỉa dầu hoặc bốc cháy). Trữ lượng của khí thiên nhiên trên toàn thế giới là khoảng 144 Tm³. Số năm có thể khai thác của khí thiên nhiên dự đoán là khoảng 60 năm. Khí thiên nhiên có tính thuần khiết cho phép đốt cháy hoàn toàn nên nó là loại nhiên liệu hoá thạch "sạch" nhất, có tính linh hoạt trong sử dụng, không chế dễ dàng về tốc độ và áp suất do nó ở trạng thái khí. Ngoài ra nó là nguồn tài nguyên phong phú trên thế giới và phân bố đều hơn so với dầu mỏ. Trên thế giới trữ lượng khí tập trung ở một số vùng: Liên Xô cũ 40,4%, Trung Cận Đông 32,5%, Châu Phi 6,5%, Châu Á - Thái Bình Dương 6,4%, Bắc Mỹ 6,1%, Trung và Nam Mỹ 4,2%, Châu Âu (trừ Liên Xô cũ) 3,9%. Tính trung bình chi phí sản xuất không quá cao, nó có thể đạt 48USD/TOE đối với khí được khai thác ở bờ biển: thường ở mỏ khí khô lớn (Groninger ở Hà Lan hoặc Hassi R'Mel ở Angiêri) hoặc khí kết hợp với dầu, chi phí rẻ, nhưng chi phí vận chuyển lại rất cao chiếm gần 40% tổng chi phí kỹ thuật.

1.2.1.4. Năng lượng điện

Trong hệ thống năng lượng, điện được xem là năng lượng sơ cấp nếu sản xuất từ thủy năng, nguyên tử, địa nhiệt, quang điện, gió, thủy triều. Nhưng nó cũng là năng lượng thứ cấp nếu sản xuất ở các nhà máy nhiệt điện dùng than, dầu hoặc khí thiên nhiên.

Đặc tính đặc biệt của điện, là một dạng năng lượng không dự trữ được nên bắt buộc phải có sự thích ứng tức thời giữa nguồn sản xuất với một nhu cầu luôn thay đổi.

Năm 2001 toàn thế giới đã sản xuất một lượng điện năng là 14.851 TWh (trong đó các nhà máy nhiệt điện chiếm 64%, nhà máy thủy điện (17,3%), nhà máy điện nguyên tử (17%), và còn lại từ địa nhiệt, điện Mặt Trời, phong điện và rác rưởi). Trên bảng 1.3 là sản lượng điện thế giới từ năm 1992 đến năm 2001.

Nhà máy nhiệt điện dùng nhiên liệu cổ điển chiếm vị trí quan trọng trong sản xuất điện ở nhiều nước (nhất là Mỹ). Nó có vị trí thống lĩnh trong các khu vực như Đông Nam Á, Châu Phi, Trung Đông và Nam Á (Ấn Độ, Băngladét, Nêpan, Pakistan, Xrilanca), mà ở đó cung cấp tới 70% tổng lượng điện năng sản xuất. Điều đó có liên quan đến việc thiếu hoặc chất lượng không đảm bảo của các nơi có thể phát triển nhà máy thủy điện, nhưng được bù đắp bởi nguồn nhiên liệu sẵn có và rẻ tiền như: khí thiên nhiên, than khai thác lộ thiên hoặc dầu mỏ.

Bảng 1.3. Sản xuất điện năng trên thế giới (10^9 kWh)

Năm	Nhiệt điện	Thủy điện	Điện NT	NL mới	Tổng
1992	7.278,70	2.204,70	2.011,80	156,3	11.651,5
1993	7.347,20	2.337,40	2.077,70	163,7	11.926,0
1994	7.549,40	2.347,30	2.121,30	171,2	12.189,2
1995	7.784,90	2.465,30	2.206,00	179,3	12.635,5
1996	8.045,20	2.509,10	2.286,50	182,8	13.023,6
1997	8.326,70	2.563,10	2.266,10	199,1	13.355,0
1998	8.598,60	2.566,50	2.316,90	204,1	13.686,1
1999	8.866,80	2.593,50	2.391,00	219,9	14.071,2
2000	9.318,40	2.625,80	2.434,20	238,7	14.617,1
2001	9.508,10	2.571,10	2.520,70	251,1	14.851,0

Năng lượng thủy lực trên Trái Đất là $2,26 \cdot 10^6$ MW, tương đương với 540 triệu tấn than. Các nhà máy thủy điện (hồ chứa đập dâng nước hoặc đường dẫn) sản xuất 54% điện sơ cấp. Sự phát triển thủy năng thay đổi từng khu vực trên thế giới. Tỷ lệ sản xuất điện năng từ thủy điện của châu Mỹ La tinh vượt trội rất xa so với các nước khác trên thế giới (chiếm 58,5%). Về sản lượng hàng năm Bắc Mỹ đứng đầu (565TWh) trước cả Tây Âu (554TWh). Không một qui hoạch thủy điện nào có thể so sánh với nhau được vì mỗi nhà máy có một đặc điểm riêng của nó. Ngoài lợi ích về sản xuất điện năng ra thủy điện còn có nhiều lợi ích kinh tế tổng hợp khác, chẳng hạn như giao thông đường thủy, điều tiết thủy lợi, chống lũ, nuôi trồng thủy sản... Nhưng chi phí xây dựng nhà máy thủy điện rất đắt (vì phải xây đập), còn chi phí vận hành thì rẻ (do không phải chi phí nhiên liệu).

Tuy nhiên đặc trưng trên biểu hiện không hoàn toàn giống nhau đối với mọi quốc gia. Những nước công nghiệp phát triển không hạn chế về mặt tài chính, nhưng không còn vị trí địa lý để xây dựng vì các nguồn thủy năng lớn đã được tận dụng hết. Ngược lại những nước đang phát triển, vị trí địa lý khá thuận lợi nhưng lại không có khả năng tài chính. Các nhà máy thủy điện lớn nhất thế giới là: Tam Môn (hay Tam Hiệp- Trung Quốc) – 18200MW; Itaipu (Braxin + Paraguay) – 12600MW; Grand Coulee (Mi) – 10830; Guri (Vênêzuêla) - 10200MW; Sayano – Chuchenskaya (Nga) – 6400MW.

Các nhà máy điện nguyên tử chiếm vị trí thứ ba: khoảng trên 447 lò phản ứng đang vận hành trên thế giới với tổng công suất trang bị khoảng 359GW và tổng sản lượng điện là 2575 TWh. Các nhà máy này sản xuất 46% điện năng sơ cấp trên toàn thế giới. Sự phân bố các nhà

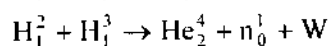
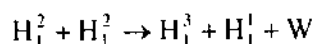
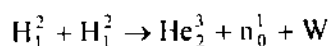
máy điện nguyên tử rất khác so với nhà máy thủy điện: 32,7% tập trung ở Tây Âu (đặc biệt là Pháp chiếm 78% năng lượng điện toàn quốc), 26,6% tập trung ở Bắc Mỹ, 15,2% ở Nga và Trung Âu, 22,6% ở châu Á (xem bảng PL-9). Cho đến nay năng lượng nguyên tử sản xuất còn rất ít ở các nước đang phát triển, ở Việt Nam dự kiến đến năm 2017 sẽ xây dựng nhà máy điện nguyên tử đầu tiên. Trong các quốc gia phát triển mà công nghệ nguyên tử đã tốt và ít có dư luận chống đối của quần chúng (ví dụ CH Pháp), chi phí sản xuất 1kWh điện nguyên tử ít hơn so với nhà máy nhiệt điện chạy than làm việc ở chế độ phát nền ($\geq 4000\text{h/năm}$). Ngoài ra tính cạnh tranh của nhà máy điện nguyên tử phụ thuộc vào điều kiện xây dựng, điều kiện vận hành nhà máy khác nhau giữa các nước. Một vấn đề nổi cộm khi xây dựng nhà máy điện nguyên tử là vấn đề an toàn hạt nhân, tai nạn tại nhà máy điện hạt nhân Three Mile Island của Mỹ năm 1979, thảm họa Chécônôbim năm 1986 làm chết tại chỗ 31 người, tổn thất về kinh tế là 15 tỉ đô la, vụ rò rỉ hạt nhân ở Đông Bắc Nhật Bản là những cảnh báo đối với con người khi sử dụng loại năng lượng này.

Các nhà máy điện nguyên tử hiện nay dùng phản ứng phân hạch uranium và plutonium. Trữ lượng của chúng rất lớn nhưng cũng chỉ có hạn. Nếu sử dụng phản ứng tổng hợp hạt nhân đơteri thì sẽ thu được năng lượng nhiều gấp 6 lần so với phản ứng phân hạch uran. Đơteri (kí hiệu là D) là đồng vị phóng xạ của hydro. Hạt nhân của nó gồm một proton và một neutron nên còn kí hiệu là H^2 . Đơteri có nhiều ở trong nước biển. Theo đánh giá của các nhà khoa học thì trữ lượng của đơteri khoảng 44.000 tỉ tấn.

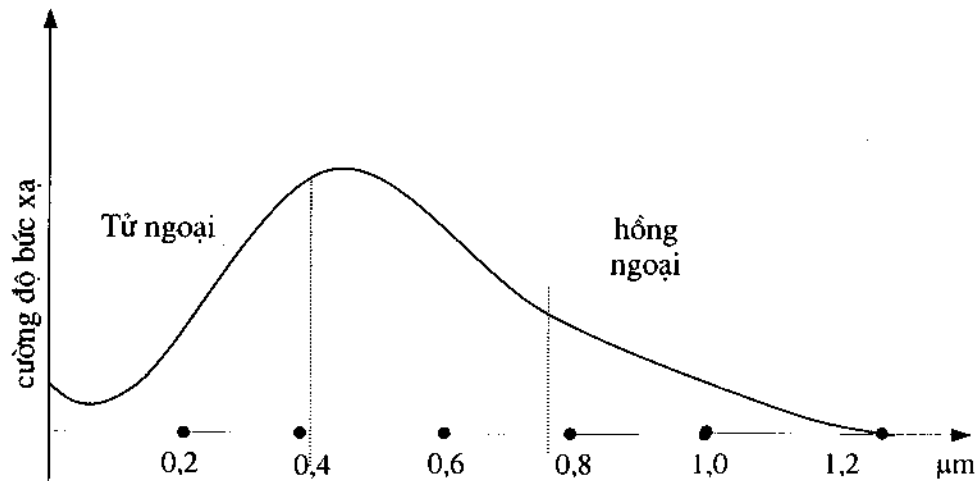
1.2.2. Các nguồn năng lượng mới và tái tạo được

1.2.2.1. Năng lượng Mặt Trời

Mặt Trời là một khối khí hình cầu, có đường kính khoảng $1,39 \cdot 10^9$ m. Tuy là một khối khí nhưng nó tự quay quanh trục như một vật rắn. Mỗi vòng quay ở xích đạo là 27 ngày đêm, còn ở các cực là 30 ngày đêm. Nhiệt độ trên bề mặt của Mặt Trời là 5.762°K , nhiệt độ ở tâm thay đổi từ $8 \cdot 10^6 \div 40 \cdot 10^6$ °K. Năng lượng của Mặt Trời tập trung chủ yếu ở vùng trung tâm có bán kính 0,23R, chiếm 15% thể tích, 40% khối lượng nhưng năng lượng chiếm đến 90%. Mặt Trời ở cách xa Trái Đất $(1,5 \pm 1,7) \cdot 10^{11}$ m. Có thể coi đây là một lò phản ứng nhiệt hạch khổng lồ, biến hydro (H_2) thành heli (He). Các phương trình phản ứng của nó như sau:



Năng lượng Mặt Trời phát ra trong 1s tương đương $2,5.10^9$ tấn than đá. Tuy nhiên Trái Đất của chúng ta chỉ nhận được một phần rất nhỏ cỡ khoảng 10^4 tấn than đá/1s mà thôi. Năng lượng Mặt Trời (NLMT) phát ra dưới dạng sóng điện từ truyền trong chân không và bị suy giảm khi qua lớp khí quyển xung quanh Trái Đất. Trên Hình 1.5 biểu diễn đường cong phân bố phổ liên tục của bức xạ phát ra từ Mặt Trời và được gọi là bức xạ Mặt Trời (BXMT).



Hình 1.5. Đường cong phổ bức xạ Mặt Trời.

Mật độ NLMT chiếu trên mặt đất ở những nơi khác nhau là không giống nhau, trung bình mật độ này vào khoảng $200\text{W}/\text{m}^2$, mức cao điểm đạt $1000\text{W}/\text{m}^2$. Trong thực tế trữ lượng NLMT có thể sử dụng được đánh giá là 170MTOE/năm, ở qui mô toàn cầu thì năng lượng này không lớn lắm, nhưng nó lại có ý nghĩa đối với các quốc gia như Ấn Độ, Trung Quốc hoặc Châu Phi, vì ở những nơi đó mạng lưới phân phối điện năng vẫn còn thưa thớt.

1.2.2.2. Nguồn năng lượng địa nhiệt

Năng lượng địa nhiệt là nhiệt được lấy trong lòng đất. Nhiệt năng của Trái Đất là khoảng 64 tỉ kWh. Từ lâu người ta đã biết khoan sâu trong lòng đất 1km thì nhiệt độ tăng thêm 30°C . Giá trị này tùy thuộc vào từng nơi. Ví dụ ở đồng bằng sông Hồng có lỗ khoan 3km không phải là 90°C mà lên tới 150°C . Có những nơi trên thế giới với lỗ khoan sâu như vậy đã tìm thấy nhiệt độ từ 200°C đến 1000°C . Nhiệt độ ở tâm Trái Đất theo tính toán có thể đạt từ 3.500°C đến 4.500°C . Nhưng ở lớp vỏ Trái Đất dưới 3km thì ở nhiều nơi đã phát hiện từ 65°C đến 345°C . Những nơi này có những bồn chứa tập trung tương tự như mỏ khoáng thạch (than đá, dầu mỏ, khí thiên nhiên). Cho đến nay những bồn chứa nước nóng thường tìm thấy ở những vùng đặc

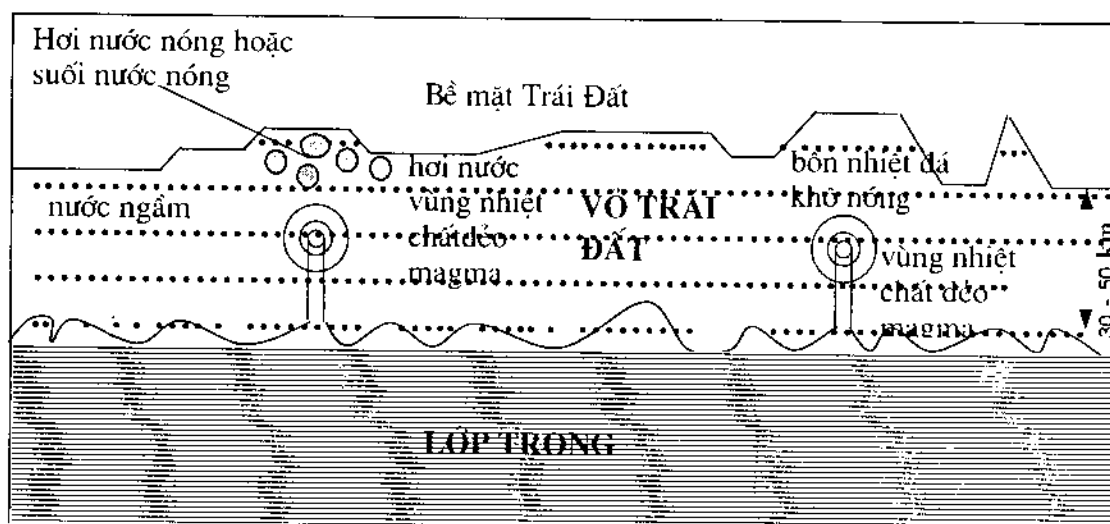
trung (thời kì địa chất Litol), vùng có núi lửa hoạt động. Ví dụ ở Mĩ thì thường các mỏ nước nóng tập trung ở miền Tây nước Mĩ.

Các bồn nước nóng là kết quả của lớp magma (chất nhão) trộn lẫn với đá nóng chảy (như nham thạch của núi lửa) và khí thẩm thấu qua lớp vỏ cứng của Trái Đất (Hình 1.6). Khi lớp nhão này xuyên qua lớp vỏ trào lên bề mặt và phun thành núi lửa. Nhưng lớp thẩm thấu này dừng lại ở lớp gần mặt Trái Đất thì nhiệt độ của magma bị dừng lại ở lớp gần bề mặt Trái Đất tạo thành đá nóng (hot rock) bồn địa nhiệt cũng được hình thành từ đây. Thường năng lượng được giữ ở dạng đá nóng hoặc có thể truyền cho dòng nước ngầm rồi trôi lên mặt đất tạo thành những mạch hoặc suối nước nóng. Người ta phân các bồn địa nhiệt thành ba dạng cơ bản như sau:

a) Bồn nhiệt hơi khô

Loại này khai thác là dễ dàng nhất. Người ta thường khoan một lỗ sâu đến bồn chứa hơi nóng, hơi nóng phun ra với áp suất rất cao. Người ta dùng trực tiếp luồng hơi nóng có áp suất cao để chạy tuabin như nhà máy nhiệt điện. Trong hơi nóng có chứa các chất khí CO_2 , H_2S , NH_3 và không có hoặc có một ít hơi nước H_2O . Vì vậy, nên người ta gọi là hơi khô. Khi dùng người ta chỉ dẫn hơi nóng chạy qua ống dẫn chạy thẳng vào tuabin làm quay máy phát điện. Hơi nước sau khi qua tuabin sẽ ngưng tụ thành nước và thải ra môi trường. Tuy nhiên hơi nước ngưng tụ có chứa ít nhiều các khoáng chất có thể gây ô nhiễm môi trường, nên lượng nước này được người ta bơm ngược vào lòng đất qua các giếng khoan để tạo áp lực tiếp tục đẩy hơi nóng lên mặt đất. Vì loại này sử dụng đơn giản nên nó đã được nhanh chóng trở thành sản phẩm thương mại. Ngay từ năm 1904 ở Larderele (Italia) đã xây dựng thành công nhà máy điện địa nhiệt có công suất 365MW. Còn ở Mĩ năm 1960 người ta mới xây dựng loại nhà máy này tại Sanfrancisco với công suất 12,5MW. Năm 1973 có 10 tổ máy công suất 400MW là nhà máy điện địa nhiệt lớn nhất thế giới lúc bấy giờ. Năm 1980 tại Sanfransixco(Mĩ) người ta đã xây dựng nhà máy điện địa nhiệt có công suất 1180MW đủ cung cấp điện cho cả thành phố.

Sự khác nhau giữa các nhà máy điện địa nhiệt so với các nhà máy khác là nhà máy loại này chỉ cần lấy hơi từ lòng đất để sản xuất năng lượng nên qui mô nhà máy rất gọn nhẹ, đơn giản. Đặc biệt nhà máy điện địa nhiệt không cần kho dự trữ nhiên liệu nên vừa giảm được diện tích, vừa an toàn. Tuy nhiên, hiệu suất tuabin của nhà máy điện địa nhiệt đã được xây dựng ở Grysers chỉ bằng 1/3 hiệu suất các nhà máy điện cùng loại. Mặc dù hiệu suất thấp nhưng qui mô nhà máy nhỏ nên giá thành xây dựng và lắp đặt thấp và đặc biệt là trong quá trình vận hành không cần nhiên liệu, không cần ống dẫn, nổi hơi, không cần đến bộ phận bảo vệ phóng xạ.



Hình 1.6. Cấu tạo các bồn địa nhiệt.

b) Bồn nhiệt nước nóng

Do nước sôi ở độ sâu lớn áp suất cao nên nhiệt độ sôi đạt tới 180°C - 370°C và năng lượng tồn tại dưới dạng hơi nước nóng. Dựa vào các số liệu đo đạc được người ta hy vọng tiềm năng của những bồn nhiệt nước có thể lớn gấp 20 lần so với loại hơi khô. Khi xuyên qua lớp bề mặt Trái Đất có áp suất khí quyển nước bốc hơi nhanh tạo ra áp suất cao như được đun trong nồi súp, trong hơi nước có chứa 10% – 20% nước, nên người ta gọi là bồn hơi ẩm. Đối với loại này người ta phải dùng công nghệ đặc biệt để tách nước ra khỏi hơi nước nóng, vì trong nước có chứa nhiều loại cặn, các muối khoáng, và các nguyên tố nặng, chúng dễ gây hiện tượng ăn mòn các thiết bị. Hiện nay ở New Zealand người ta đã xây dựng nhà máy loại này có công suất 75MW, nhà máy ở Wairakei có công suất 192MW.

c) Hệ đá nóng khô (Hot dry rock systems)

Hầu hết mỏ địa nhiệt loại này đều nằm ở gần bề mặt Trái Đất, không tiếp xúc trực tiếp với các mạch nước ngầm nên ở đây không có hơi nước hoặc nước nóng. Người ta ước tính rằng năng lượng của loại mỏ này ít nhất lớn gấp 10 lần tổng hai loại trên. Để khai thác loại năng lượng này người ta thường dùng phương pháp khoan hai lỗ gần nhau theo hình chữ V để dẫn nước xuống và hơi nóng lên. Cần phá huỷ khối đá ở giữa bằng phương pháp thủy lực để tạo ra các vết nứt nẻ trong khối đá granit, giống như trong công nghệ khai thác dầu khí. Với công nghệ này vào năm 1973 người ta đã thu được luồng khí nóng từ bồn nhiệt đá khô nóng ở vùng Los Alamos (MI), Newmexico. Có nơi người ta khoan sâu 5km vào khối đá granit và đạt đến nhiệt

độ 300°C. Mỗi cặp lỗ như vậy người ta có thể tạo ra khối đá nứt nẻ tới 500 triệu m³. Các chuyên gia Mỹ tính rằng với gradien nhiệt độ 25°C/km chiều sâu là giá trị trung bình hợp lý cho toàn nước Mỹ đối với loại đá có nhiệt dung đẳng tích 2,2.10¹⁵ J/km³. Sử dụng chiều sâu có nhiệt độ ban đầu 150°C với toàn nước Mỹ diện tích 9,36 triệu km² thì sẽ có một trữ lượng nhiệt tương đương 252.10³ tỉ tấn dầu. Đối với vùng có gradien nhiệt độ cao 45°C/km thì với 2% diện tích nước Mỹ đã cho tiềm năng 16,52.10³ tỉ tấn dầu.

Theo đánh giá của các chuyên gia thì nguồn tài nguyên địa nhiệt trên toàn thế giới có thể khai thác vào khoảng 880GTOE, trong đó có 60GTOE đã được xác định. Việc xác định các khu mỏ và một số trở ngại về kỹ thuật đã ngăn cản việc sử dụng năng lượng địa nhiệt. Hiện nay có khoảng 7100MW đã và đang xây dựng. Trên bảng 1-4 là các trung tâm địa nhiệt đã được xây dựng.

Bảng 1-4. Các nhà máy điện địa nhiệt trên thế giới

Tên nước	Số lượng nhà máy	Kiểu	Công suất [MW]
1. CH Ailen	5	VD1, VD2	39,0
2. Bồ Đào Nha	1	VD1	3,0
3. El Salvador	3	VD1, VD2	95,0
4. Italya	43	VS, VD1	519,2
5. Indonesia	3	VS,VD1	32,25
6. Hy Lạp	1	VD1	2,0
7. Kennia	3	VD1	45,0
8. Mêhicô	16	VD1, VD2	645,0
9. Mỹ	56	VS, VD1, VD2, B	2022,11
10. New Zealand	10	VD2	167,2
11. Nicanagoa	1	VD1	35,0
12. Nhật Bản	9	VS, VD1, VD2	215,1
13. LB Nga	1	VD1	11,0
14. Pháp	1	VD2	4,2
15. Philippin	21	VD1	894,0
16. Thổ Nhĩ Kỳ	2	VD1	20,6
17. Trung Quốc	12	VD1, B	14,32

VS – Bồn nhiệt hơi khô; VD1, VD2 – Bồn nhiệt nước nóng loại 1 & 2; B – Hệ đá nóng khô.

1.2.2.3. Nguồn năng lượng gió

Năng lượng cơ học trong tự nhiên được sử dụng phải kể đến là năng lượng gió, sáng kiến về cối xay gió là một trong những sáng kiến quan trọng trong lịch sử sử dụng năng lượng của con người. Các cối xay gió đầu tiên được chế tạo vào thế kỷ thứ II trước Công nguyên và đã được sử dụng ở Trung Đông và Trung Quốc. Cối xay gió chỉ được sử dụng bắt đầu ở Tây Âu từ thế kỷ XVI. Tuy nhiên kỹ thuật này đã được biết đến từ lâu, các cối xay gió có cánh nằm ngang đã từng hoạt động từ thế kỷ đầu tiên sau Công nguyên ở Ba Tư, Afganistan và Tây Tạng. Sau đó chúng được du nhập vào Trung Quốc và các nước thuộc vùng Địa Trung Hải, đặc biệt khi có cuộc Thập tự chinh của người Ả-rập. Ở Tây Ban Nha (thế kỷ thứ X), cối xay gió được sử dụng ở phía Bắc, nơi mà băng giá đã hạn chế việc sử dụng cối xay nước vào mùa đông. Nhưng công nghệ của cối xay gió khó làm chủ hơn cối xay nước. Thậm chí, từ thế kỷ thứ XII, việc chuyển sang làm cánh đứng cũng không giải quyết được mọi vấn đề tồn tại. Cần phải đợi đến tiến bộ của ngành cơ khí vào thế kỷ XIV và XV. Ở thế kỷ XVII, người ta tính có tới hơn 1000 cối xay gió ở vùng Zaan của Hà Lan. Chúng được dùng để chạy các máy cưa ở xưởng đóng tàu hoặc dùng để bơm cạn nước ở các hồ chứa.

Qua nhiều thế kỷ năng lượng gió trở thành nguồn năng lượng quan trọng, người ta sản xuất điện và bơm nước từ nguồn năng lượng này và đặc biệt nó được sử dụng phân tán ở những vùng xa xôi. Theo tính toán, tổng số năng lượng gió toàn thế giới trong một năm là 350 triệu MWh, nhưng do không ổn định và phân tán nên chỉ có thể sử dụng được một phần cực nhỏ. Tới đầu thế kỷ XX, theo thống kê tổng công suất lắp đặt mọi ứng dụng từ năng lượng gió chỉ là 150 + 200 MW, đến năm 2002, công suất máy phát điện bằng sức gió của toàn thế giới đã vượt quá 30 GW, sản lượng điện năng trong một năm là 4,7triệu MWh, riêng ngành công nghiệp của Đan Mạch phải sử dụng tới 25% năng lượng từ gió, CHLB Đức dẫn đầu trong việc sử dụng năng lượng gió với trên 14.000 tua bin gió chiếm 40% toàn cầu. Tuy nhiên tính trên toàn thế giới năng lượng gió chỉ chiếm một tỉ trọng không đáng kể. Sự xuất hiện của dầu mỏ và khí thiên nhiên đã làm cho tầm quan trọng của năng lượng gió không còn như trước, mặt khác các chương trình điện khí hoá nông thôn ở Châu Âu đã đẩy lùi việc sử dụng năng lượng gió. Từ những năm 30 của thế kỷ XX năng lượng gió chỉ còn được sử dụng ở một số quốc gia như Đức, Anh, Đan Mạch, Pháp, Liên Xô (cũ), Mĩ.

Người ta biến đổi năng lượng gió thành năng lượng điện bằng cách sử dụng các tuabin khí động (aeroturbine), người ta phân chia các hệ thống biến bởi bằng tuabin này theo công suất như sau:

1. Hệ thống mini có công suất nhỏ hơn 10 kW.

2. Hệ thống nhỏ có công suất từ 10 đến 100 kW.
3. Hệ thống trung bình có công suất từ 100 đến 500 kW.
4. Hệ thống lớn có công suất trên 500 kW.

Đặc tính của tuabin khí động phụ thuộc vào vận tốc của gió.

- Tuabin có công suất định mức 40kW tương ứng với vận tốc gió trung bình 13,4m/s, vận tốc gió cực tiểu 3,6m/s, vận tốc gió cực đại 22,3m/s, đường kính cách tuabin 13,2m.
- Tuabin có công suất định mức 95kW tương ứng với vận tốc gió trung bình 17,9m/s, vận tốc gió cực tiểu 5,4m/s, đường kính cách tuabin 11,0m.
- Tuabin có công suất định mức 100kW tương ứng với vận tốc gió trung bình 12,9m/s, vận tốc gió cực tiểu 5,4m/s, vận tốc gió cực đại 18,3m/s, đường kính cách tuabin 17,1m.
- Tuabin có công suất định mức 250kW tương ứng với vận tốc gió trung bình 17,0m/s, vận tốc gió cực tiểu 6,3m/s, vận tốc gió cực đại 26,8m/s, đường kính cách tuabin 18,3m.

Tiềm năng năng lượng gió ở các nước được các chuyên gia đánh giá vào khoảng 300TWh/năm, chủ yếu tập Trung ở Bắc Mỹ và Châu Âu.

1.2.3. Qui mô và cơ cấu sản xuất năng lượng trên thế giới

Trong thế kỉ 19 cân bằng năng lượng chủ yếu dựa trên củi, chất thải nông nghiệp, sức kéo súc vật và năng lượng cơ bắp.

Nửa đầu thế kỉ 20 đặc trưng bởi sự tăng nhanh thành phần than trong cân bằng năng lượng. Nửa sau thế kỉ 20 tăng nhanh khai thác dầu và khí. Những thập kỉ cuối thế kỉ 20 bắt đầu phát triển nhanh năng lượng nguyên tử. Bảng 1.5 chỉ ra mức và cơ cấu sản xuất năng lượng trên toàn thế giới năm 2001.

Bảng 1.5. Sản xuất năng lượng sơ cấp thế giới năm 2001, đơn vị: 10^{15} BTU

Loại	Than	Khí tự nhiên	Dầu thô	Khí TN hoá lỏng	Hạt nhân	Thủy điện	Địa nhiệt và loại khác	Tổng
Sản lượng	95,63	93,92	145,48	9,86	26,45	26,68	5,22	403,24
Tỉ lệ (%)	23,7%	23,3%	36,1%	2,4%	6,6%	6,6%	1,3%	100%

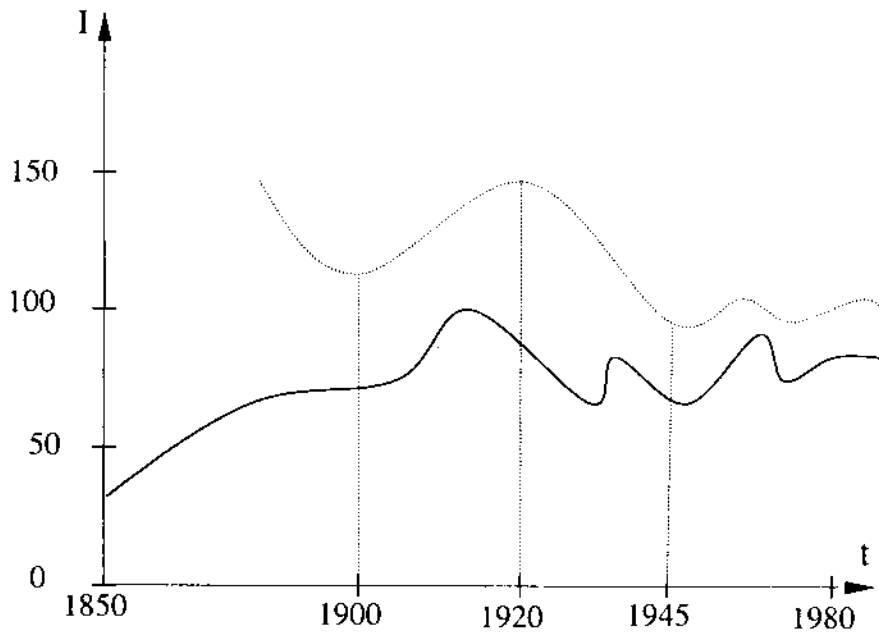
Theo đà phát triển kinh tế, nguồn năng lượng tiêu hao mỗi ngày một tăng, môi trường bị ô nhiễm ngày một nặng, đã trở thành một vấn đề quan tâm phổ biến của thế giới đương đại. Theo thống kê năm 1994, lượng năng lượng tiêu phí một lần của thế giới là 11 tỉ 149 triệu tấn than tiêu chuẩn; dự đoán đến năm 2050, dân số thế giới sẽ đạt mức 10 tỉ và lượng năng lượng cần dùng sẽ là từ 25 tỉ 340 triệu đến 29 tỉ tấn than tiêu chuẩn.

Tỷ số giữa năng lượng hữu ích(NLHI) ở đầu ra của bảng cân bằng năng lượng và năng lượng sơ cấp (NLSC) ở đầu vào của bảng cân bằng năng lượng biểu thị hiệu suất tổng. Hiệu suất năng lượng của năm 1987 trên toàn thế giới là:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{NLHI}{NLSC} \cdot 100 = \frac{3072}{7931} \cdot 100 = 38,7\%$$

Người ta dự đoán rằng trong tương lai (P. Putman đánh giá năm 1860 $\eta = 10\%$, năm 1950 $\eta = 22\%$) vào thế kỷ XXI $\eta = 40\%$.

Ngày nay ta thấy rằng năng lượng là một ngành công nghiệp phục vụ nhu cầu cho các ngành công nghiệp khác trong nền kinh tế quốc dân. Người ta đưa ra khái niệm cường độ năng lượng đó là mối quan hệ tỷ lệ nghịch giữa mức tiêu thụ năng lượng và tổng sản phẩm quốc nội PIB.



Hình 1.7. Biến thiên cường độ năng lượng .

$$I = \frac{E}{Y} \quad \text{trong đó: } E - \text{mức tiêu thụ năng lượng tính cho một năm, [TOE];$$

$$Y - \text{tổng sản phẩm quốc nội, [đơn vị tiền tệ].}$$

Cường độ năng lượng I được hiểu là số năng lượng cần thiết để sản xuất ra một đơn vị tiền tệ (VND, USD, EURO, ...). Sự biến thiên của cường độ năng lượng theo thời gian (năm) đặc trưng cho quá trình tăng trưởng kinh tế của một đất nước.

Trên hình 1.7 biểu diễn sự biến thiên cường độ năng lượng theo thời gian đối với năng lượng thương mại và năng lượng tổng của một quốc gia.

Tiêu thụ năng lượng cuối cùng trên thế giới được chia theo ba ngành kinh tế chủ yếu là: công nghiệp chiếm 40%, khu vực nhà ở và phi sản xuất (trong đó có nông nghiệp vì lý do thu thập thông tin) chiếm 40%, còn lại 20% là giao thông vận tải. Cơ cấu này thay đổi tùy thuộc vào từng quốc gia, từng vùng. Ví dụ ở Kênia hoặc Srilanka, công nghiệp không đạt tới 20%, trong khi đó khu vực nhà ở và phi sản xuất gần tới 70%; ở Nhật Bản công nghiệp quá 60% năm 1971 và nay còn trên 50%; ở Mĩ giảm xuống dưới 30%, lớn hơn giao thông vận tải và rõ ràng nhỏ hơn khu vực nhà ở và phi sản xuất. Trong mỗi ngành, một số được sử dụng gọi là chuyên dùng (loại này thường sử dụng cho quá trình hoá học, cơ học và chiếu sáng, nó chỉ có thể thỏa mãn bởi một nguồn năng lượng) còn các sử dụng khác gọi là thay thế (có thể thỏa mãn bởi nhiều nguồn năng lượng), loại này là sử dụng nhiệt năng.

1.2.4. Sự phát triển không đồng đều về năng lượng trên thế giới

Một đặc trưng cho sự phát triển của hệ thống năng lượng trên thế giới trong thế kỉ 20 là sự phát triển không đồng đều. Những nước công nghiệp phát triển như Mĩ, Tây Âu và Nhật Bản chỉ chiếm dưới 10% diện tích, dưới 20% dân số nhưng có trên 50% sản xuất công nghiệp của thế giới, khoảng 65% sản xuất điện năng và tiêu thụ trên 55% các nguồn năng lượng thương mại.

Mức chênh lệch về tiêu thụ năng lượng giữa các nước trên thế giới là rất lớn, tỷ lệ đó từ 1 đến 40 lần, các nước công nghiệp phát triển (Mĩ, Nhật Bản...) tiêu thụ xăng, khí thiên nhiên và điện rất lớn, 8TOE/người.năm, trong khi đó các nước thuộc thế giới thứ ba chỉ 0,2TOE/người.năm, họ phải dùng chất thải thực vật và hoá hoàn mới có một bóng đèn điện từ trạm diezen nhỏ. Mức chênh lệch về sản xuất năng lượng hàng năm cũng rất đáng kể. Chẳng hạn như Nhật Bản là nước phải nhập toàn bộ năng lượng trong khi đó Arập Xêút xuất hàng năm bằng bảy lần năng lượng họ sử dụng. Riêng suất tiêu thụ điện năng cũng rất chênh lệch (xem bảng 1.6).

Bảng 1.6. Số tiêu thụ điện năng bình quân năm 2004 ở khu vực châu Á (kWh/người. năm)

Nước	Nhật	Đài Loan	Hàn Quốc	Malaysia	Thái Lan
Số liệu	7117	7071	6629	3091	1824
Trung Quốc	Philippin	Ấn Độ	Pakistan	Việt Nam	Indônêxia
1484	579	552	469	451	439

1.2.5. Giới thiệu một số hệ thống năng lượng các nước

1.2.5.1. Hệ thống năng lượng của Mĩ

Mĩ là nước có tiềm năng năng lượng lớn, công nghiệp và giao thông rất phát triển, tiêu dùng điện năng và nhiệt năng rất lớn cho sinh hoạt.

Cấu trúc tiêu dùng năng lượng ở Mĩ diễn biến như sau:

- Tăng rất nhanh cho đến đầu thập kỉ 60, chủ yếu dùng dầu và khí, giảm tỉ lệ dùng than.
- Tiếp theo dầu giữ ở tỉ lệ 44-45% và khí giảm từ 33% xuống 25%.
- Tỉ lệ dùng than tiếp tục giảm và tương ứng tăng nhanh tỉ lệ dùng điện nguyên tử.

Sở dĩ cấu trúc sử dụng các nguồn năng lượng sơ cấp ở Mĩ thay đổi như vậy là do sự mất cân đối ngày càng tăng giữa mức tiêu thụ nhiên liệu dầu khí và khai thác dầu trong nước. Nhu cầu dầu và khí ngày càng tăng mà khai thác lại không tăng kịp.

Các giải pháp để khắc phục tình trạng thiếu khí tự nhiên như sau:

- Tăng cường thăm dò khai thác các nguồn khí ở Alasca và Canada.
- Tăng cường nhập khẩu khí thiên nhiên.
- Nghiên cứu khí hoá than và từ đó tạo ra nhiên liệu lỏng

Nước Mĩ là một nước có rất nhiều mỏ dầu nhưng từ cuối thập kỉ 60 Mĩ đã phải nhập khoảng 1/4 số lượng dầu khai thác được trong nước. Ngày nay, khai thác dầu của Mĩ chỉ đáp ứng được 42% nhu cầu và đến năm 2020 chỉ đáp ứng được 30% nên Mĩ đã có những biện pháp sau để đối phó:

- Đặc biệt quan tâm đến việc kiểm soát những vùng có dầu ở Trung Đông, Đông Nam Á và Thái Bình Dương.

- Nghiên cứu lấy dầu từ cát dầu mà Mĩ có nhiều.

- Tăng cường việc thăm dò vùng Alasca mặc dù cần vốn đầu tư rất lớn(các hãng dầu lớn nhất của Mĩ đã đổ vào đó 2 tỉ đôla mà chưa có lấy một giọt dầu).

- Nghiên cứu và đưa vào sử dụng ô tô chạy điện.

Trữ lượng than của Mĩ rất lớn. Trữ lượng kinh tế khoảng 277 tỉ tấn, trong đó nhiều mỏ có thể khai thác lộ thiên. Khoảng 55-60% than sản xuất ra được dùng trong các nhà máy điện, 20% cho lò luyện cốc, 20% cung cấp cho các nhu cầu công nghiệp khác như sản xuất xi măng, sản xuất hơi nước ..., ít hơn 5% phục vụ cho đời sống công cộng và giao thông.

Cơ cấu nguồn điện năm 2000 của Mĩ là: điện than chiếm 52%, điện hạt nhân chiếm 20%, điện khí 16% và 7% thủy điện.

Một phần do thiếu những nhiên liệu sơ cấp khác như than, dầu, khí, một phần do tiềm năng khoa học kĩ thuật của Mĩ rất lớn nên việc nghiên cứu và đưa vào sử dụng năng lượng nguyên tử ở Mĩ rất được chú ý. Các nhà máy điện hạt nhân của Mĩ có 103 lò phản ứng với tổng công suất thiết bị là 101.000 MW chiếm vị trí thứ nhất trên thế giới.

Đồ thị phụ tải của Mĩ rất không đồng đều do phụ tải phi công nghiệp chiếm thành phần lớn. Phụ tải cực đại ở hầu hết các bang là vào mùa hè vì năng lượng tiêu thụ rất nhiều ở các thiết bị lạnh và các công trình tưới nước.

Cơ cấu các nhà máy điện ở Mĩ cũng có những đặc điểm riêng. Do khí hậu ẩm áp, nhà ở nói chung là ít tầng và trải rộng, giá nhiên liệu lại rẻ nên ít sử dụng trung tâm nhiệt điện. Nhiệt điện chủ yếu là dùng loại nhiệt điện ngưng hơi. Các tiềm năng về thủy điện đã được sử dụng hầu hết nên thành phần thủy điện trong cân bằng năng lượng cứ giảm dần.

Về sự phát triển của hệ thống năng lượng của Mĩ có thể phân ra làm hai giai đoạn đặc trưng:

- Giai đoạn 1: Cho đến giữa thập kỉ 60, các hệ thống điện lực nằm trong tay các công ti và vận hành điều độ cũng như thiết kế phi tập trung. Chính vì vậy đã dẫn đến sự cố thể kỉ vào tháng 11/1965. Do việc cắt không chính xác bảo vệ của đường dây 220 kV dẫn điện từ Canada làm tan rã hệ thống. Người ta đã phải cắt một lượng công suất khoảng 45.000 MW và việc cung cấp điện đến nhiều bang phía Đông hoàn toàn bị mất trong vòng 14 tiếng đồng hồ.

- Giai đoạn 2: Người ta đã dung hoà giữa các doanh nghiệp tự do và điều khiển tập trung. Để thực hiện điều đó người ta đã cho xây dựng nhiều đường dây cao áp và siêu cao áp nối liền các hệ thống điện với nhau. Tính đến năm 1986 Mĩ đã xây dựng được:

20.800 km đường dây 345 kV;
15.200 km đường dây 500 kV;
2.700 km đường dây ± 750 kV.

1.2.5.2. Hệ thống năng lượng ở các nước Tây Âu

Tây Âu gồm 18 nước có sự phát triển điện lực rất không đồng đều. Bốn nước phát triển mạnh nhất là Anh, Đức, Pháp, Ý còn ba nước phát triển kém nhất là Bồ Đào Nha, Hy Lạp và Thổ Nhĩ Kỳ.

Về dầu, khí: Các nước Tây Âu nghèo nguồn dầu, chỉ tự giải quyết được 5% nhu cầu nhưng tiêu thụ thì lại không ngừng tăng lên. Tỷ lệ sử dụng dầu và sản phẩm dầu chiếm đến 60% năng lượng chung. Khí thiên nhiên sử dụng ở Tây Âu không đáng kể so với Nga và Mỹ.

Tây Âu phát triển nhanh các nhà máy lọc dầu từ dầu thô nhập ở các nước Trung Cận Đông và Bắc Phi.

Về than: Trong 10 năm 1950-1960 sản lượng cầm chừng ở mức 500-520 triệu tấn và sau đó giảm dần.

Vì nguồn nhiên liệu rất hạn chế nên buộc các nước Tây Âu phải tăng cường xây dựng các nhà máy thủy điện. Nói chung các nguồn thủy năng kinh tế đã được khai thác hết.

Cơ cấu sử dụng các nguồn năng lượng sơ cấp ở Tây Âu cũng khác Mỹ ở chỗ lượng năng lượng dành cho khu vực sinh hoạt và buôn bán là tương đối ít. Cơ cấu đó như sau:

Công nghiệp 50-55%, giao thông 15%, khu vực buôn bán, dịch vụ, đời sống 25-30%, nhu cầu khác và tổn thất 5-10%.

Hiện nay hầu hết các nước Tây Âu đã gia nhập "Hệ thống điện hợp nhất Tây Âu" có tổng điện năng khoảng 3000 tỉ kWh/năm. Tuy nhiên sự liên kết ở đây là liên kết yếu, sự trao đổi điện năng là tương đối bé (khoảng 10 triệu MWh/năm) chủ yếu là để tối ưu việc sử dụng các nguồn thủy điện.

Phần lớn các nước Tây Âu có hệ thống điện thuộc sự quản lý của các quốc gia.

1.2.5.3. Hệ thống năng lượng của Thái Lan

1. Tình hình hiện nay của năng lượng Thái Lan

Song song với sự phát triển của nền kinh tế, nhu cầu sử dụng điện cũng như sản lượng điện hàng năm của Tổng công ty Phát điện Thái Lan (EGAT) liên tục biến đổi. Từ năm 1987

đến năm 1995 sản lượng điện hàng năm của EGAT luôn luôn tăng trưởng mạnh, năm thấp nhất là 11%(1993) và cao nhất là 18,5%(1990). Do khủng hoảng kinh tế nên từ năm 1996 độ tăng trưởng giảm đi, các năm 1998 và 1999 có độ tăng trưởng âm.

Vào tháng 2-2000 hệ thống điện Thái Lan có tổng công suất đặt 20.056 MW. Trong đó:

- Các nhà máy thuộc EGAT chiếm 16.304 MW(81%)
- Các nhà máy thuộc tư nhân và mua điện của Lào 3.752 MW(19%).

Tỉ lệ công suất các nhà máy điện trong tổng công suất đặt của các nguồn điện thuộc EGAT được cho trong bảng 1.7.

Bảng 1.7. Công suất các loại nhà máy điện ở Thái Lan

TT	Loại NMD	Công suất đặt(MW)	Tỉ lệ(%)
1	Nhiệt điện	7227,5	44,3
2	NMD chu trình hỗn hợp	5534,6	33,9
3	Thủy điện	2879,5	17,7
4	Tuabin khí và diezen	662	4,1
	Cộng	16303,6	100

Phụ tải cực đại của hệ thống điện là 14.918 MW vào ngày 5/4/2000.

2. Dự báo nhu cầu điện năng

Khủng hoảng kinh tế của khu vực từ năm 1997 đã gây ra độ tăng trưởng "âm" đối với phụ tải điện. Tháng 9/1998 khi nền kinh tế bắt đầu phục hồi, tiểu ban dự báo phụ tải đã xem xét lại và đưa ra dự báo mới với giả thiết nền kinh tế được phục hồi và tăng trưởng với tốc độ trung bình. Kết quả tóm tắt trong bảng 1.8.

Bảng 1.8. Dự báo sản lượng điện đến 2011 của Thái Lan

Năm	Công suất đỉnh (MW)	Điện năng sản xuất (MWh/năm)
2000	15.254	97.858
2001	16.214	103.658
2005	22.168	141.300
2011	30.587	194.930

Do nhu cầu các năm 2000, 2001 tăng không lớn nên công suất dự phòng ngay ở trường hợp tối thiểu cũng đạt mức 25%, điều đó chứng tỏ việc đầu tư vào điện lực là chưa cần thiết, do đó EGAT đã tiến hành:

- Hoãn một số công trình chưa khởi công xây dựng.
- Dẫn tiến độ một số công trình đang thi công.
- Đưa ra khỏi kế hoạch 2 tổ máy số 3 và số 4 Nhà máy Nhiệt điện Ratcha Buri.
- Hoãn thời hạn nghiệm thu một số nhà máy điện độc lập.
- Hoãn mua điện của CHDCND Lào.
- Di chuyển tuabin khí của Nhà máy Điện Sai Noi về Surat Thani để đáp ứng nhu cầu điện năng của các tỉnh cực nam Thái Lan.

3. Liên kết hệ thống với các nước láng giềng

Chính phủ Thái Lan coi việc nhập khẩu điện từ Lào, Mianmar và Trung Quốc là một giải pháp quan trọng để đảm bảo cân bằng nhu cầu điện năng trong tương lai:

- Với Lào: Thái Lan sẽ nhập khẩu 3000 MW của Lào vào năm 2006.
- Với Mianmar: Thái Lan sẽ nhập khẩu 1500 MW của Mianmar vào năm 2010.
- Với Trung Quốc: Thái Lan sẽ nhập khẩu 3000 MW của Trung Quốc vào năm 2017.

4. Chuyển đổi cơ chế

Từ đầu thập niên 90, chính phủ Thái Lan đã có quan điểm về phi điều tiết ngành điện lực và định hướng huy động nguồn lực của khu vực tư nhân tham gia phát triển điện lực thông qua các hình thức cổ phần hoá và tư nhân hoá. Vai trò của khu vực tư nhân trong việc cung ứng nhu cầu điện của nền kinh tế đã được chính phủ coi trọng và từng bước được nâng cao. Thực chất của chính sách trên là từng bước tạo ra một thị trường điện với nhiều người tham gia và đa dạng hoá sở hữu các khâu phát điện và phân phối điện. Từ năm 1992 đến nay đã thành lập 8 công ty tư nhân và công ty cổ phần về điện. Từ năm 1992 chính phủ Thái khuyến khích tư nhân phát triển các nhà máy điện nhỏ nhằm sử dụng có hiệu quả tài nguyên năng lượng sơ cấp. Vào thời điểm tháng 2/2000 đã có 53 nhà máy điện với tổng công suất khoảng 2134 MW.

5. Một số nhận xét

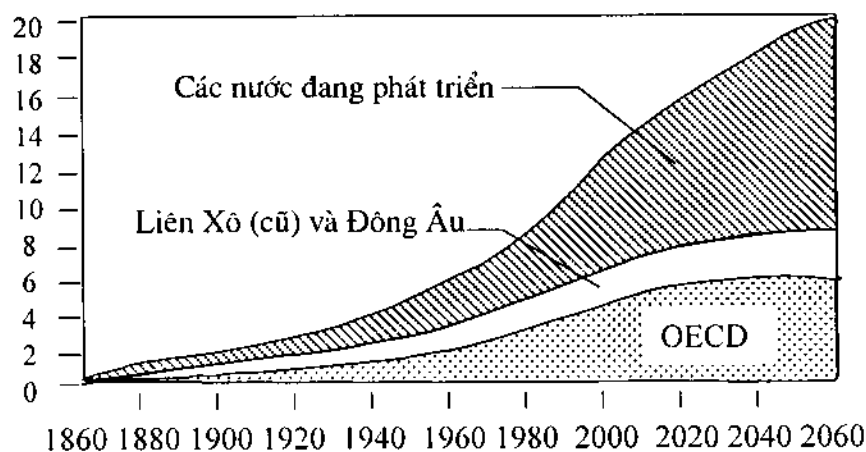
- Tuy dân số Thái Lan chỉ bằng khoảng 80% dân số Việt Nam nhưng các chỉ tiêu điện lực của Thái Lan năm 1999 đã đạt mức phát triển khá cao so với Việt Nam:

Qui mô hệ thống điện tính theo sản lượng điện năng gấp 3,8 lần, điện năng tính theo đầu người gấp 4,5 lần. Để đạt được trình độ tương đương với Thái Lan năm 1999 về qui mô chúng ta cần 12 năm, về điện năng tính theo đầu người chúng ta cần khoảng 18 năm phát triển liên tục.

- Trong bài toán cân bằng điện năng cho mười năm tới, điện năng phát của khu vực tư nhân và điện năng nhập khẩu chiếm tỉ lệ đáng kể.

Dự kiến đến năm 2010 Thái Lan sẽ nhập khẩu khoảng 6000 MW từ các nước láng giềng, tương đương khoảng 20% công suất đặt toàn hệ thống điện.

§1.3. DỰ BÁO NHU CẦU NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI



Hình 1.8. Tiêu thụ năng lượng sơ cấp trên toàn thế giới.

Xu hướng chung của sự phát triển năng lượng trên thế giới được đặc trưng bởi một số hướng chính như sau:

- Tư nhân hoá ngành năng lượng: Các lĩnh vực chủ yếu trong sản xuất, truyền tải và phân phối năng lượng trước đây thường do nhà nước quản lí thì nay đã chuyển dần sang tư nhân. Đặc biệt trong ngành điện thì tư nhân hoá đã trở thành một xu thế rõ nét trong tất cả các nhóm nước và khu vực trên thế giới.

- Mức độ cạnh tranh ngày càng tăng giữa các tổ chức, cá nhân hoạt động trong mọi lĩnh vực của ngành năng lượng

- Phi tập trung trong quản lí, đầu tư và qui hoạch phát triển năng lượng để đáp ứng ngày càng tốt hơn với nhu cầu của nền kinh tế thị trường mở và khả năng đáp ứng những nhu cầu cấp thiết về nguồn năng lượng sơ cấp cũng như nhân lực và nguồn vốn.

- Các nước đang phát triển với tốc độ tăng trưởng kinh tế và nhu cầu năng lượng cao hơn nhiều so với các nước phát triển sẽ chiếm phần lớn trong cán cân năng lượng thế giới. Theo đánh giá của Hội đồng Năng lượng Thế giới WEC (World Energy Council) mức sử dụng năng lượng trên toàn thế giới từ nay đến năm 2020 hàng năm sẽ tăng khoảng 1,4%, trong đó các nước đang phát triển tăng đến 2,6% và tổng mức tiêu thụ năng lượng của các nước đang phát triển sẽ vượt lên trên các nước OECD từ năm 2025 (xem hình 1.8).

§1.4 TÌNH HÌNH NĂNG LƯỢNG Ở VIỆT NAM

1.4.1. Nguồn năng lượng sơ cấp

Việt Nam là một nước nằm trên bán đảo Đông Dương, phía Đông giáp với biển Đông, phía Tây giáp với Lào và Campuchia, với một điều kiện khí hậu nhiệt đới ẩm, phân biệt bốn mùa rõ rệt ở miền Bắc và hai mùa ở miền Nam. Thêm lục địa phía Bắc được hình thành từ lâu đời, do các quá trình biến đổi vật lý của địa chất nên đã hình thành nhiều nguồn năng lượng hóa thạch phong phú như: than đá (Quảng Ninh), khí thiên nhiên (Thái Bình). Ở phía Nam hình thành nguồn năng lượng dầu mỏ và khí thiên nhiên với một trữ lượng khá lớn. Ngoài ra sự hình thành các con sông đã tạo ra một nguồn thủy năng được đánh giá là cao nhất Đông Nam Á. Với 3260km bờ biển là một điều kiện thuận lợi cho việc khai thác nguồn năng lượng thủy triều và năng lượng gió, nguồn năng lượng địa nhiệt cũng chiếm một tỉ lệ đáng kể trong tiềm năng năng lượng Việt Nam.

a) Nguồn thủy năng

Với một hệ thống sông ngòi dày đặc nằm rải rác ở ba miền Bắc, Trung, Nam là một nguồn thủy năng lớn cho phép xây dựng các nhà máy thủy điện. Bằng phương pháp toán học theo lý thuyết động lực học người ta đánh giá được tiềm năng thủy năng của Việt Nam. Theo đánh giá của chương trình nghiên cứu cấp Nhà nước KHCN 09: "*Xây dựng chiến lược và chính sách năng lượng bền vững*", tiềm năng kỹ thuật thủy điện nước ta khoảng 123 tỉ kWh, tương đương công suất lắp đặt khoảng 31.000 MW. Nếu xem xét các yếu tố kinh tế, xã hội và tác động tới môi trường thì tiềm năng kinh tế chỉ còn khoảng 75-80 tỉ kWh, tương đương với công suất 18.000-20.000MW. Đến thời điểm này tổng công suất các nhà máy thủy điện đã được xây dựng ở nước ta là 4115MW tương ứng sản lượng điện trung bình hàng năm khoảng 18 tỉ kWh. Trữ năng kinh tế của 10 lưu vực sông chính chiếm 85,9% trữ năng kinh tế trên toàn lãnh thổ (xem bảng 1.9).

Về thủy điện tích năng, ngành điện đang có dự án nghiên cứu khả năng xây dựng các nhà máy thủy điện tích năng nhằm tăng cường khả năng vận hành kinh tế hệ thống, tận dụng

nguồn nước quý giá và giảm tiêu hao nhiên liệu hoá thạch. Hiện tổ chức JICA đang phối hợp với chuyên gia Việt Nam nghiên cứu một đề án Quy hoạch phát triển các nhà máy thủy điện tích năng ở Việt Nam. Theo những kết quả ban đầu của nghiên cứu này, trên toàn quốc có trên một chục vị trí có khả năng xây dựng các nhà máy thủy điện tích năng với công suất từ 400-1000MW. Tổng tiềm năng thủy điện tích năng sơ bộ ước tính khoảng trên 10.000 MW. Đề án này đang triển khai tập trung khảo sát nghiên cứu kỹ 5-6 vị trí tỏ ra thuận lợi nhất về địa hình, khả năng xây dựng và có các chỉ số kinh tế kỹ thuật và môi trường tốt nhất. Dự kiến sau năm 2010 có thể đưa một vài công trình nhà máy thủy điện tích năng vào vận hành và đến 2020 có thể xây dựng khoảng 1000-1500 MW.

Bảng 1.9. Tiềm năng kinh tế-kỹ thuật thủy điện Việt Nam

TT	Lưu vực sông	Công suất (MW)	Điện năng (TWh)	Tỉ lệ (%)
1	Sông Lô- Gâm- Chảy	1470	5,81	7,0
2	Sông Đà	6960	26,96	32,3
3	Sông Mã	890	3,37	4,0
4	Sông Cả	520	2,09	2,5
5	Sông Vũ Gia - Thu Bồn	1120	4,29	5,1
6	Sông Trà Khúc - Hương	480	2,13	2,6
7	Sông Ba	670	2,70	3,2
8	Sông Sê San	1980	9,36	11,2
9	Sông Srépok	700	3,32	4,0
10	Sông Đồng Nai	2870	11,64	14,0
	Cộng 10 lưu vực chính	17660	71,67	85,9
	Toàn bộ lãnh thổ	20560	83,42	100

b) Nguồn dầu khí

Theo đánh giá gần đây nhất, tính đến năm 2002 tổng trữ lượng dầu khí có thể thu hồi của nước ta vào khoảng 3,75 tỉ m³ dầu qui đổi, tập trung chủ yếu ở thềm lục địa, trong đó trữ lượng đã được xác minh vào khoảng 1,25 tỉ m³ với tỉ lệ khí đốt chiếm hơn 50%. Tổng hợp trữ lượng dầu khí được cho trong bảng 1.10.

Bảng 1.10. Tổng hợp trữ lượng dầu khí

TT	Danh mục	Tổng(triệu m ³ qui dầu)
I	Tổng trữ lượng và tiềm năng dầu khí	3750
1	Trữ lượng đã phát hiện và có thể thu hồi	1251
2	Tiềm năng chưa phát hiện: trong đó: - Giá thiết - Dự báo	2499 1535 946
II	Sản lượng đã khai thác	141,4
III	Trữ lượng còn lại có thể khai thác	1109,6

So với các nước trong khu vực Đông Nam Á, tiềm năng dầu khí của Việt Nam được đánh giá ở mức trung bình, thấp hơn Indônêsi và Malaysia nhưng cao hơn các nước còn lại.

Hiện nay, hàng năm sản lượng dầu thô được khai thác cỡ khoảng 16 triệu tấn, đang có dự kiến nâng lên 21,6 triệu tấn/năm. Từ những tấn dầu thô đầu tiên được khai thác kể từ năm 1981 đến nay đã nâng tổng sản lượng lên đến 100 triệu tấn (tháng 11/2001). Dầu được khai thác chủ yếu để xuất khẩu. Sau khi nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất (Quảng Ngãi) được hoàn thành thì một phần dầu thô sẽ được lọc tại đây. Song song với việc khai thác dầu thô, từ năm 1994 việc khai thác khí thiên nhiên đã được bắt đầu ở tại Bà Rịa. Hiện nay, trung bình mỗi ngày khai thác từ 4 đến 4,5 triệu m³ khí đồng hành. Lượng khí này được cung cấp cho cụm tuabin khí ở Bà Rịa, Phú Mỹ và nhà máy LPG Dinh Cố công suất 300 ngàn tấn / năm. Trên bảng 1.11 là sản lượng khai thác dầu khí từ năm 1991 - 2000, đơn vị triệu tấn.

Bảng 1.11. Sản lượng dầu khí(đơn vị triệu tấn)

Năm	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sản lượng dầu thô	4,0	5,5	6,3	7,1	7,6	8,8	10,2	12,4	15,4	17,5
Xuất khẩu dầu thô	3,92	5,45	6,15	6,19	7,6	8,7	10,2	12,4	14,9	17,4
Sản lượng khí (triệu m ³)	-	-	-	-	186	270	400	880	1500	1600

c) Nguồn than đá

Các mỏ than chủ yếu nằm ở Đông Bắc Việt Nam (Quảng Ninh). Sản lượng than khai thác hàng năm ở khu vực này chiếm khoảng 90% sản lượng than khai thác của toàn ngành than. Loại than chính ở đây là than anthracite và một số lượng không nhiều than nâu, than bùn nằm ở tam giác sông Hồng và sông Mêkông. Trên bảng 1.12 biểu thị trữ lượng kinh tế than trên lãnh thổ Việt Nam.

Bảng 1.12. Trữ lượng kinh tế các loại than trên lãnh thổ Việt Nam

Loại than	Vùng mỏ	Trữ lượng (triệu tấn)	Sản lượng khai thác trung bình
Anthracite	Quảng Ninh	3238	11 triệu tấn/năm trong đó: - 11,7% khai thác lộ thiên - 82,3% khai thác hầm mỏ
Than nâu	Tam giác sông Hồng	215	
Than bùn	Tam giác sông Hồng và sông Mêkông	348	

Sản xuất than trong nước nhiều năm từ 1976-1992 luôn chỉ đạt mức trên dưới 5 triệu tấn/năm. Bắt đầu từ năm 1993 sản lượng được nâng lên gần 6 triệu tấn / năm và đến năm 2003 là khoảng 16 triệu tấn (xem bảng 1.13). Tiêu thụ than trong nước năm 1997 khoảng trên 6 triệu tấn. Hiện nay tổng công suất khai thác của các mỏ than trong cả nước khoảng trên 15 triệu tấn/năm.

Bảng 1.13 - Sản lượng than trong nước (10⁶ tấn)

Năm	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Sản lượng	4,6	5,0	5,0	5,9	7,1	8,4	8,8	11,4	10,7	9,0	12	13	16

Than khai thác được sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện (Phả Lại, Uông Bí, Ninh Bình) và một phần xuất khẩu ra nước ngoài bằng đường thủy. Giai đoạn 1991-1998 xuất khẩu tổng cộng được 18,8 triệu tấn, trung bình hơn 2,3 triệu tấn/năm. Đặc biệt năm 1996 đã xuất khẩu hơn 3,6 triệu tấn.

d) Nguồn năng lượng địa nhiệt

Kết quả nghiên cứu bước đầu cho thấy cả nước ta có khoảng 300 mạch nước nóng, nhiệt độ trên mặt đất đo được từ 30 - 105°C, phân bố chủ yếu ở vùng Tây Bắc (chiếm 49%) và Trung Bộ. Các mạch nước có nhiệt độ cao từ 61 - 100°C phần lớn lại tập trung ở miền Trung Bộ (59%), như mạch nước ở Lò Vôi-Quảng Bình có nhiệt độ 100°C. Đá khô ở chiều sâu gần mặt đất chỉ mới có tồn tại tại bốn bốn trăm tích có triển vọng dầu khí, trong bốn bốn thì có ba bốn là ở Sông Hồng, Đà Nẵng, Nam Côn Sơn có giá trị gradien nhiệt độ là 42°C/km. Khi đối chiếu với các nguồn nước nóng ở miền Trung Việt Nam với vùng Nevada miền Tây nước Mĩ nhiều chuyên gia đã nhận thấy nhiều điểm tương đồng. Nếu theo cách đánh giá của Mĩ thì 98% diện tích nước ta có gradien nhiệt độ 25°C/km, còn 2% là 45°C/km thì tổng trữ lượng địa nhiệt ở Việt Nam tương đương 9 tỉ tấn dầu. Theo đánh giá của các chuyên gia thì ở một số điểm từ Quảng Bình đến Vũng Tàu có khả năng xây dựng nhà máy điện địa nhiệt với tổng công suất khoảng 200MW.

e) Nguồn năng lượng Mặt Trời, gió

Nước ta nằm trong vùng có số giờ nắng trung bình khoảng 2000-2500 giờ/năm với tổng năng lượng bức xạ Mặt Trời cao, trung bình khoảng 150-175 kcal/cm².năm. Tuy nhiên giá thành lắp đặt các bộ pin Mặt Trời rất cao, khoảng 8-8,5USD/W.

Trên cơ sở các số liệu thống kê từ hệ thống đo đếm khí tượng thủy văn của ta, năng lượng gió được đánh giá bằng kWh/m².năm ở độ cao 10 m. Tiềm năng gió ở nước ta được đánh giá vào khoảng 800-1400 kWh/m².năm ở các hải đảo, 500-1000 kWh/m².năm ở vùng duyên hải và Tây Nguyên và dưới 500kWh/m².năm ở các khu vực khác.

Tính đến cuối năm 1999, ở nước ta có 1000 trạm điện gió cỡ gia đình (công suất từ 150-200W). Hiện đang có một số dự án điện gió cỡ lớn đang được đưa vào kế hoạch phát triển ở Khánh Hoà (20MW), Qui Nhơn (15MW), Quảng Ngãi (800kW), Bạch Long Vĩ (800kW), Ninh Thuận (625kW). Dự kiến có thể đưa tổng công suất điện gió lên đến 150MW vào khoảng năm 2020.

1.4.2. Hệ thống điện Việt Nam

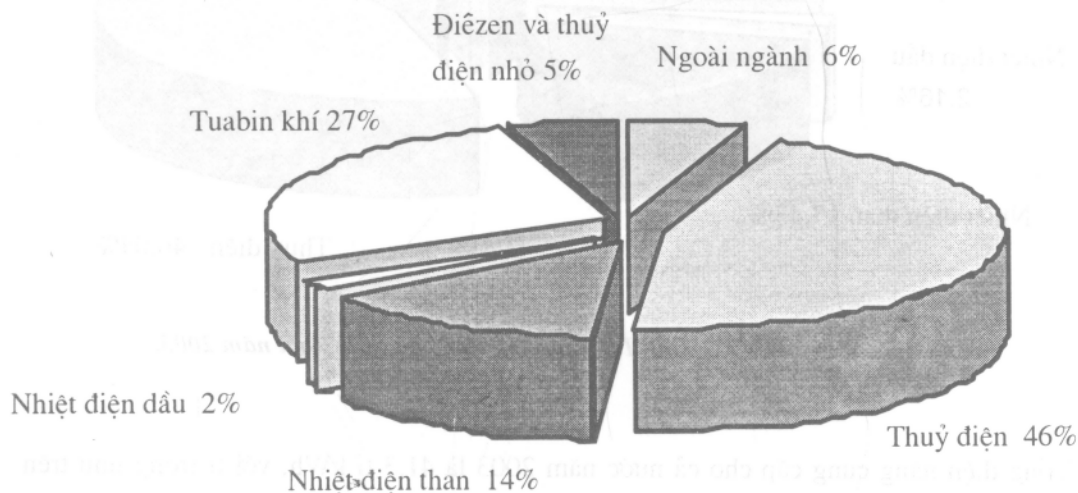
1.4.2.1. Thực trạng

Theo tổng công ty điện lực Việt Nam (EVN), nhu cầu điện thời gian qua đã tăng trưởng ở mức độ khá cao. Giai đoạn 1996-2000 tuy có một số năm bị ảnh hưởng của khủng hoảng khu vực nhưng nhu cầu điện vẫn tăng ở mức xấp xỉ 13%, đặc biệt từ năm 2000 tới nay nhu cầu điện đã tăng ở mức cao 14-15% và dự báo sẽ còn duy trì ở mức độ này trong những năm tới.

Hiện nay tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện nước ta là 8909 MW, công suất khả dụng khoảng 8650 MW, trong đó thủy điện khoảng 46%, tuabin khí 27%, nhiệt điện khoảng 16%, ngoài ngành 6%, diesel 5% (Hình 1.8).

Hiện nay ngành điện đã cung cấp điện cho 100% số huyện, 81,8% số xã, 73,5% số hộ nông dân.

Mức độ phủ điện đến các vùng sâu, vùng xa đã cao hơn các nước trong khu vực.

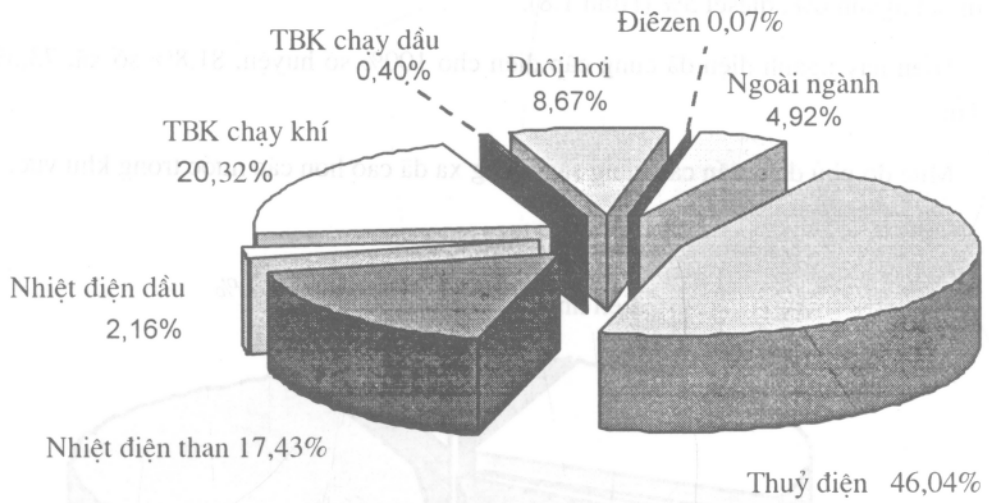


Hình 1.8. Cơ cấu nguồn điện Việt Nam 2003.

Trên bảng 1.14, số liệu các nhà máy điện trong hệ thống điện Việt Nam tính đến năm 1999. (Nguồn EVN). Nhìn chung Việt Nam vẫn là một trong những nước có mức sản xuất và tiêu thụ điện năng thấp nhất trong khu vực. Hệ thống chuyên tải và phân phối xuống cấp, lạc hậu, hiệu suất của các nhà máy nhiệt điện dưới 30%, tổn hao điện năng còn cao (năm 1999 tổn hao là 15,5%), mức độ không bằng phẳng của đồ thị phụ tải là lớn nên thường xuyên phải sa thải một lượng phụ tải đáng kể trong các giờ cao điểm (trong các năm 1999-2002 lượng sa thải khoảng từ 200 MW đến 400 MW).

Về cơ cấu sản xuất điện, trong những năm từ 1991 đến 1996 sản lượng thủy điện luôn chiếm tỉ trọng cao trên 70% (riêng năm 1994 lên đến 75%), nhưng đã có xu thế giảm dần và chỉ còn 51% năm 1998. Năm 2001 sản lượng thủy điện đạt cao nhất từ trước đến nay (18,215 tỉ kWh), nên tỉ trọng thủy điện lại tăng lên 59,5% và đến năm 2003 chỉ còn 46,04%. Sản lượng

tuabin khí đặc biệt là tuabin khí chạy khí thiên nhiên ngày một tăng và đạt tới gần 20,3% trong năm 2003.



Hình 1.9. Tỷ trọng điện năng sản xuất năm 2003.

Tổng điện năng cung cấp cho cả nước năm 2003 là 41,3 tỉ kWh, với tỷ trọng như trên bảng 1.14.

Bảng 1.14. Các nhà máy điện hiện có ở Việt Nam

TT	Tên nhà máy	Công suất đặt [MW]	Công suất khả dụng [MW]
(1)	(2)	(3)	(4)
I	Thủy điện	4136	4148
1	Thác Bà	108	120
2	Hoà Bình	1920	1920
3	Vĩnh Sơn	66	66
4	Sông Hình	70	70
5	Yaly	720	720
6	Đa Nhim-Sông Pha	177	177
7	Trị An	400	400

Bảng 1.14 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)
8	Thác Mơ	150	150
	Hàm Thuận	300	300
9	Đa Mi	175	175
10	Thủy điện nhỏ	50	50
II	Nhiệt điện	1818	1768
11	Uông Bí (chạy than)	105	105
12	Ninh Bình (chạy than)	100	100
13	Phả Lại 1,2 (chạy than)	1040	1000
14	Thủ Đức (chạy dầu)	165	156
15	Trà Nóc (chạy dầu)	33	32
16	Hiệp Phước (NMD độc lập)	375	375
III	Tuabin khí	2482	2413
17	Thủ Đức (TP. HCM)	128	70
18	Bà Rịa	389	378
	Phú Mỹ 2.1&2.1MR	725	725
19	Phú Mỹ 1	1090	1090
20	Trà Nóc	150	150
IV	Điêzen	494	346
21	Miền Bắc	8,2	7
22	Miền Trung	158,6	65
23	Miền Nam	102,9	50
24	Mua ngoài	224,2	224,2
V	Tổng cộng	8909	8654

Hệ thống điện 500 kV bắt đầu vận hành từ giữa năm 1994, với việc đưa vào vận hành đường dây 500 kV Bắc-Nam dài gần 1500 km và các trạm 500 kV Hoà Bình, Pleiku và Phú Lâm công suất mỗi trạm là 900MVA. Hiện nay tổng chiều dài các đường dây 500kV đã là 1534 km và tổng công suất các trạm biến áp 500kV là 2700MVA.

1.4.2.2 . Các định hướng phát triển ngành Điện lực Việt nam

- Sắp xếp lại và ổn định tổ chức sản xuất.
- Đầu tư chiều sâu, cải tạo nâng cấp, hiện đại hoá đối với các cơ sở nguồn và lưới hiện có, đồng thời phát triển nguồn và lưới điện mới một cách đồng bộ.
- Phát triển các công trình thuỷ điện (đặc biệt là công trình Thuỷ điện Sơn La) để tận dụng khai thác nguồn thuỷ năng của đất nước, trước hết tập trung vào các công trình hiệu quả kinh tế cao trên sông Đà, sông Sê San, sông Đồng Nai và các sông khác. Phát triển các nhà máy nhiệt điện với nguồn nhiên liệu đa dạng như khí đốt, than, dầu mỏ, trong đó ưu tiên các nhà máy điện sử dụng khí đốt phù hợp với khả năng khai thác các mỏ khí của nước ta.
- Phối hợp với các nước trong khu vực nghiên cứu và triển khai dự án liên kết lưới điện khu vực để trao đổi điện năng và nhập khẩu điện cho giai đoạn từ năm 2005.
- Nghiên cứu và triển khai chương trình DSM (Demand Side Management- Quản lý nhu cầu phụ tải) nhằm tiết kiệm điện năng. Thực hiện các biện pháp tích cực để giảm tổn thất điện năng (từ 15-16% năm 2000 còn 11-12% năm 2010).
- Triển khai chương trình đưa điện về nông thôn, xây dựng thí điểm điện khí hoá nông thôn và mô hình quản lý lưới điện nông thôn hợp lý, có hiệu quả.
- Thu hút vốn đầu tư trực tiếp của nước ngoài và các thành phần trong nước tham gia đầu tư vào phát triển nguồn lưới điện dưới dạng BOT, BOO, IPP, JV trên cơ sở điện lực quốc doanh phải giữ vai trò chủ đạo. Nghiên cứu để cổ phần hoá một số nhà máy vừa và nhỏ, lưới điện phân phối khu vực để giải quyết khó khăn về nguồn vốn đầu tư và tăng hiệu quả sản xuất kinh doanh.
- Đầu tư trang bị các dây chuyền công nghệ tiên tiến cho các xí nghiệp cơ điện, đặc biệt là các thí nghiệm để từng bước tự sản xuất trong nước các thiết bị và vật tư kỹ thuật điện cho lưới điện đến 220 kV và các phụ tùng vật tư cho sửa chữa nguồn điện.
- Quy hoạch dài hạn về tổ chức và đào tạo (đặc biệt chú trọng công tác đào tạo lại) đồng thời kiện toàn các cơ sở đào tạo để có đủ năng lực đào tạo chính qui và bồi dưỡng ngắn hạn.

1.4.2.3 Các dự án phát triển của ngành Điện

a. Các nguồn điện của EVN sẽ được xây dựng:

Thuỷ điện Sơn La (2400MW), Nhiệt điện Ô Môn (600MW), Thuỷ điện Đại Ninh (300MW), Thuỷ điện Sê San 3 (260MW), Nhiệt điện Hải Phòng (600MW), Nhiệt điện Uông Bí

mở rộng (300MW), Nhiệt điện Phú Mỹ 2+3 (2x720MW), Nhiệt điện Sóc Trăng (475MW), Nhiệt điện Quảng Ninh (300MW), Nhiệt điện Na Dương (100MW), Nhiệt điện Cao Ngạn (100MW), Thủy điện Đại Thị (300MW), Thủy điện Đồng Nai 3+4 (2x255MW).

b. Dự kiến phát triển lưới điện truyền tải

Từ nay đến 2005 sẽ xây dựng 10.525 km đường dây tải điện và 34.980 MVA công suất trạm biến áp từ 110 kV trở lên, trong đó chia theo các cấp điện áp như sau:

+ Lưới 500 kV: 809 km đường dây và 2.700 MVA công suất trạm biến áp.

trong đó: Đường dây Yaly-Pleiku 2x25 km, Pleiku-Phú Lâm 537 km, Ô Môn - Phú Lâm 182 km, Phú Mỹ-Nhà Bè 2x49 km, Nhà Bè-Phú Lâm 16 km;

Trạm biến áp Hà Tĩnh (450 MVA), Ô Môn (900 MVA), Nhà Bè (900MVA);

Tân Định (450 MVA), Bảo Lộc (450 MVA).

+ Lưới 220 kV: 4.886 km đường dây và 14.039 MVA công suất trạm biến áp.

+ Lưới 110 kV: 4.830 km đường dây và 18.241 MVA công suất trạm biến áp.

§1.5. GIÁ CẢ NĂNG LƯỢNG VÀ CHÍNH SÁCH CỦA CÁC QUỐC GIA

1.5.1. Khái niệm chung về giá cả năng lượng

Trong năm 1990, ngành kinh tế năng lượng thế giới đã hoạt động ra sao? Những lựa chọn năng lượng đã được thực hiện như thế nào: lựa chọn giữa những năng lượng sẵn có hay giữa các kỹ thuật có thể đảm bảo sự cân bằng nhu cầu năng lượng cho những năm sau? Phải chăng người ta cố ý tác động tới hệ thống các thiết bị hiện có ở các hộ tiêu thụ cũng như ở các ngành sản xuất năng lượng? Trừ những trường hợp ngoại lệ (những cơ sở công nghiệp được trang bị đồng thời nhiều nguồn cung cấp và thiết bị sử dụng năng lượng) các hộ tiêu thụ không thể thay đổi một cách thường xuyên nguồn cung cấp năng lượng của mình. Nói chung họ đều chờ đợi đến kỳ hạn thay thế của thiết bị. Còn đối với các cơ sở sản xuất năng lượng, người ta bỏ vốn đầu tư để sản xuất nhiều năm, nếu không nói là nhiều thập kỷ (các nhà máy điện, các đường dây tải điện siêu cao áp, các đường ống dẫn khí đốt, các hầm mỏ). Như vậy, sức ì của phần kỹ thuật hạ tầng và thói quen có tác động rất lớn đến những lựa chọn năng lượng. Trong các thời kỳ có sự tăng trưởng kinh tế mạnh (1950-1960) hoặc có sự khủng hoảng về cung cấp năng lượng (1970), sự thay thế có thể diễn ra tương đối nhanh: thay thế than đá bằng dầu mỏ và sau đó là tiết kiệm năng lượng và lại thay thế dầu mỏ bằng than đá, khí thiên nhiên và điện. Tất cả những thay đổi này đều được điều khiển bởi sự biến động về giá cả trên thị trường quốc tế. Những biến

động này đã đóng vai trò chủ yếu, ít nhất là các nước có nền kinh tế thị trường và không chủ trương một chế độ tự túc, tự cấp.

Tuy nhiên hệ thống giá năng lượng quốc tế không bao giờ tác động một mình với cách thức riêng rẽ, mà nó tác động đến các hộ tiêu thụ, các cơ sở sản xuất thông qua hệ thống giá năng lượng quốc gia, nơi phản ánh chi phí sản xuất của nguồn năng lượng quốc gia, các biểu giá bán thực tế và đặc biệt là hệ thống thuế khoá nhà nước. Chính vì vậy mà sự lựa chọn năng lượng chịu ảnh hưởng của các chính sách phát triển kinh tế, chính sách phát triển công nghiệp, chính sách về môi trường và tất nhiên về cả năng lượng.

Các thói quen sử dụng, hệ thống giá quốc tế và chính sách của các quốc gia giải thích phần lớn những lựa chọn năng lượng của các vùng khác nhau trên thế giới. Nhưng chúng ta cần nghiên cứu sâu hơn nữa, bởi vì sự hình thành của hệ thống giá năng lượng quốc tế không bao giờ tồn tại một cách độc lập với các chính sách này và với chiến lược của các công ty. Cái này hay cái kia đều ảnh hưởng đến các nhân tố xác định khả năng cung cầu về năng lượng. Hoạt động của các tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) cung cấp cho chúng ta sự minh họa đầy sức thuyết phục. Nhiều công ti năng lượng đa quốc gia thử đón trước sự biến động của thị trường thông qua mức đầu tư của họ.

1.5.2. Chính sách của các quốc gia về giá năng lượng

Tùy theo mức độ phát triển kinh tế của các nước (hệ thống kinh tế hoặc mức độ phụ thuộc vào bên ngoài của nó) mà sự can thiệp của nhà nước vào tiến trình hoạt động của hệ thống năng lượng của họ có thể khác nhau. Những ưu tiên có thể thuộc về tính an toàn của hệ thống cung cấp năng lượng, sự bảo vệ người tiêu dùng hoặc sự giám sát việc quản lý tài nguyên thiên nhiên. Ở những nước mà người ta đã lựa chọn mô hình kinh tế kế hoạch hoá tập trung, thì họ không tìm cách tác động đến những lựa chọn riêng biệt, còn ở những nước có nền kinh tế thị trường thì người ta thường can thiệp đến một cách gián tiếp thông qua các đòn bẩy như quy chế, giá cả. Tuy nhiên, tính an toàn của hệ thống cung cấp năng lượng và bảo vệ những người tiêu dùng là hai nhân tố quyết định các hoạt động thuộc về cấu trúc như quốc hữu hoá, sát nhập hoặc giải thể các xí nghiệp.

Việc phát triển của tính đa dạng hoá các mục tiêu và các thể thức can thiệp đã tạo nên một sự khác biệt khá lớn trong chính sách năng lượng quốc gia. Sau đây là một vài nét chính được rút ra từ nghiên cứu sự ảnh hưởng của giá năng lượng quốc tế lên việc lựa chọn năng lượng của các nước.

Các nước phát triển OCDE: Được khuyến khích của cơ quan năng lượng quốc tế AIE mà họ là thành viên, các nước thuộc khối OCDE đã có sự xích lại gần nhau trong chính sách năng lượng của họ kể từ cuộc khủng hoảng dầu mỏ lần thứ nhất. Do phải phụ thuộc nhiều vào thị trường quốc tế, các nước này đã dần dần loại trừ được trở ngại cho việc tự do nhập khẩu. Như vậy mối quan tâm chủ yếu của họ chỉ còn là tính an toàn cho hệ thống cung cấp, khả năng cách tranh của nền kinh tế, bảo vệ người tiêu dùng và bảo vệ môi sinh: thứ tự ưu tiên và sự tổ hợp các mục tiêu có thể khác nhau ở từng nước. Để định hướng cho việc lựa chọn năng lượng phù hợp với chính sách đã được hoạch định, người ta sử dụng nhiều công cụ khác nhau, trong đó thuế là một công cụ quan trọng.

Mặc dù có sự chênh lệch rất ít trong chi phí của hệ thống cung cấp, nhưng giá bán một tấn dầu mazut (loại nhẹ) dùng sấy sưởi dân dụng ở Đan Mạch cao hơn ở Đức đến 2,5 lần. Ngược lại các tài xế ô tô ở Đan Mạch chỉ phải trả với giá bằng một nửa so với ở Anh, Italia, Bồ Đào Nha... để mua một tấn gazoin. Nguồn gốc của sự chênh lệch này là do sự khác biệt trong biểu thuế. Trong tất cả các nền kinh tế thị trường, biểu thuế đánh lên ngành giao thông về mặt tỷ lệ thường cao hơn so với các ngành công nghiệp và dịch vụ khác. Đầu tiên là ô tô, người ta coi đó là mặt hàng của xa xỉ chỉ dành riêng cho tầng lớp có đặc quyền trong xã hội. Nhưng khi mà mặt hàng này đã trở nên thông dụng, thì người ta nhanh chóng hiểu ra rằng mức tiêu thụ xăng sẽ ít phụ thuộc vào giá cả. Vì vậy mà giá xăng chịu một biểu giá dao động từ 30% ở Mỹ đến 76% ở Italia.

Những sản phẩm năng lượng sử dụng trong công nghiệp nói chung không bị đánh thuế, hoặc nếu đánh thì rất thấp, điều đó nhằm đảm bảo khả năng cạnh tranh trong các xí nghiệp. Tuy nhiên, từ sau cuộc khủng hoảng dầu mỏ, việc đánh thuế lên các sản phẩm năng lượng được thực hiện rất khác nhau giữa than đá, khí thiên nhiên, điện năng (suất thuế nhỏ hoặc bằng không) và dầu nặng, loại sản phẩm bị đánh thuế cao ở những nước có ý định thay thế dầu bằng các dạng năng lượng khác.

Năng lượng sử dụng trong khu vực dịch vụ và sinh hoạt nằm ở vị trí trung gian. Mức thuế trung bình từ 10% - 20% của biểu giá bán, nhưng có thể có sự chênh lệch khá lớn giữa các nước. Dầu mazut nhẹ bị đánh thuế nặng với mục tiêu để người tiêu dùng tìm các sản phẩm năng lượng thay thế khác. Biểu thuế đánh lên điện và khí thiên nhiên nhẹ hơn rất nhiều, đặc biệt mà ở những nước người ta quan tâm đến vấn đề bảo vệ môi trường (Thụy Sĩ, Nhật Bản, Ailen).

Như vậy, ở các nước thuộc khối OCDE, hệ thống giá năng lượng của các quốc gia bám rất sát sự thay đổi giá trên thị trường quốc tế. Tuy nhiên, quá trình điều chỉnh không phải hoàn

toàn giống nhau. Một sự so sánh về mức và cấu trúc của giá năng lượng cuối cùng năm 1989 của các nước này cho phép phân chia thành ba vùng riêng biệt.

Vùng đầu tiên là các nước Bắc Mỹ, nơi mà giá năng lượng được coi là rẻ. Giá bán của các dạng nhiên liệu sử dụng trong công nghiệp (than công nghiệp, dầu nặng, khí thiên nhiên) thấp hơn giá của các nước khác và thấp hơn cả giá trung bình của dầu thô nhập khẩu. Cũng ở các ngành công nghiệp, giá trung bình điện năng ở Mỹ (0,048USD/kWh) và đặc biệt là ở Canada (0,031USD/kWh) được coi là thuộc về những nước có mức giá thấp nhất cùng với Ôxtrâyliá, Thụy Điển và Pháp. Với mức 0,279USD/lít, giá xăng ở Mỹ rẻ hơn nhiều so với các nước khác.

Nhật Bản là nước ở thái cực khác. Do những điều kiện khác biệt ở hệ thống cung cấp năng lượng đã làm cho giá năng lượng trung bình ở nước này cao hơn nhiều so với các nước khác cùng khối OCDE và cao hơn cả giá nhập khẩu trung bình của dầu thô. Một lít xăng ở đây bán đắt gấp ba lần ở Mỹ, giá 1kWh điện năng dùng trong công nghiệp hay dịch vụ và sinh hoạt cũng đắt tương tự như vậy.

Các nước Tây Âu nằm ở vị trí trung gian. Các dạng nhiên liệu cung cấp cho các ngành công nghiệp đều đắt hơn ở Mỹ, nhưng lại thấp hơn so với giá dầu thô nhập khẩu. Giá điện nằm ở mức trung bình giữa Nhật Bản và Mỹ, có trường hợp giá 1kWh điện năng bán cho công nghiệp rất gần giá bán ở Mỹ. Ngược lại, giá các dạng nhiên liệu ô tô lại gần với biểu giá của Nhật Bản.

§1.6. QUẢN LÝ NHU CẦU NĂNG LƯỢNG

1.6.1. Khái niệm chung về DSM

Quản lý nhu cầu tiêu thụ (DSM – Demand Side Management), trong đó có tiêu thụ năng lượng và tiêu thụ điện năng là một trong những giải pháp cho phép quản lý sự tăng trưởng của nhu cầu điện năng, giảm sức ép về vốn đầu tư phát triển nguồn và lưới điện... Đây là một vấn đề mang lại hiệu quả lớn và mang tính toàn cầu. Người ta định nghĩa DSM như sau: *"DSM là tập hợp các giải pháp kỹ thuật, công nghệ, kinh tế-xã hội nhằm quản lý và sử dụng điện một cách hiệu quả và hợp lý nhất, đồng thời cải thiện biểu đồ phụ tải để đạt hiệu quả sản xuất năng lượng tốt hơn"*.

Hai chiến lược cơ bản mà DSM mang lại đối với việc sản xuất và tiêu thụ điện năng là:

- + Nâng cao hiệu suất sử dụng điện năng ở các hộ dùng điện.
- + Điều khiển nhu cầu điện năng phù hợp với khả năng cung cấp điện năng một cách kinh tế nhất.

Các quốc gia phát triển và chưa phát triển đều đã tiến hành chương trình quốc gia về quản lý nhu cầu tiêu thụ năng lượng. Ở các nước trong khu vực như Thái Lan, Malaysia, chương trình áp dụng DSM đã và đang được thực hiện, bước đầu đã có những kết quả khả quan. Đối với nước ta đây là một vấn đề mới, cần được nghiên cứu kỹ và nhanh chóng triển khai.

1.6.2.Sự biến thiên của đồ thị phụ tải

Phụ tải năng lượng có một đặc điểm là thường biến đổi không đồng đều theo thời gian trong ngày (giờ cao điểm, giờ thấp điểm), theo ngày (ngày làm việc, ngày nghỉ), theo mùa trong năm (mùa lạnh, mùa nóng) và theo xác suất đồng cắt phụ tải một cách ngẫu nhiên. Sự phân bố không đều này thường do giờ giấc và thói quen trong sinh hoạt, cách tổ chức sản xuất, làm việc và nghỉ ngơi, sự thay đổi thời tiết... Sự chênh lệch giữa phụ tải lớn nhất và phụ tải thấp nhất của đồ thị phụ tải có thể rất lớn làm cho việc vận hành hệ thống khó khăn, gây quá tải cho nguồn và thiết bị truyền tải trong giờ cao điểm và ngược lại gây nên tình trạng vận hành không kinh tế trong giờ thấp điểm. Đôi khi đó là nguyên nhân chính gây trục trặc kỹ thuật hoặc hỏng hóc, sự cố đối với hệ thống.

Đối với các đồ thị phụ tải có thành phần phụ tải sinh hoạt lớn thì thường độ chênh lệch giữa phụ tải giờ cao điểm và phụ tải giờ thấp điểm là rất lớn. Đó là điều rất bất lợi cho hệ thống. Ví dụ ở nước ta, vào mùa khô, khi không đủ nước cho các nhà máy thủy điện, để "phù" được nhu cầu cao điểm, hệ thống phải huy động những loại nguồn có chi phí nhiên liệu lớn như: diesel, các nhà máy chạy dầu kể cả dầu DO hoặc là phải cắt bớt tải... còn vào giờ thấp điểm của mùa nước, mặc dù đã ngừng hầu hết các nhà máy nhiệt điện, ở các nhà máy thủy điện vẫn phải dùng bớt một số tổ máy và xả nước thừa đi vì công suất tổng quá nhỏ. Mặt khác những sự cố ảnh hưởng đến toàn bộ hệ thống cũng thường xảy ra vào các giờ cao điểm do cháy máy biến áp, sụt lều, đứt dây... Về mặt vận hành với đồ thị phụ tải biến động lớn, thành phần thay đổi, quá trình khởi động và dừng máy diễn ra thường xuyên ảnh hưởng đến tuổi thọ và chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật của các thiết bị trên toàn hệ thống, tổn thất công suất và điện năng cũng như các chỉ tiêu chất lượng điện năng khác luôn biến động trong giới hạn rộng. Vận hành như vậy là rất không kinh tế. Vì vậy vấn đề áp dụng kỹ thuật điều khiển quản lý điện năng DSM đã được nhiều nước phát triển nghiên cứu áp dụng từ nhiều năm nay và hiện nay nhiều quốc gia đã xem DSM như là một phần quan trọng trong chương trình năng lượng của mình.

1.6.3.Mục tiêu và chiến lược của DSM

Hai mục tiêu đồng thời cũng là hai chiến lược quan trọng của DSM là nâng cao hiệu quả sử dụng điện năng ở các hộ dùng điện và điều khiển nhu cầu sử dụng điện năng sao cho phù hợp với khả năng cấp điện của hệ thống. Ta sẽ lần lượt nghiên cứu hai vấn đề đó:

1.6.3.1. Nâng cao hiệu quả sử dụng điện năng ở các hộ dùng điện

Mục tiêu của chiến lược này là nhằm giảm nhu cầu điện năng của các phụ tải điện nhờ việc sử dụng các thiết bị dùng điện có hiệu suất cao, giảm tổn thất điện năng và hạn chế sử dụng năng lượng một cách vô ích. Các giải pháp để thực hiện chiến lược này như sau:

a. Sử dụng các thiết bị dùng điện có hiệu suất cao

Do áp dụng các tiến bộ về khoa học và công nghệ nên đã xuất hiện trên thị trường các thiết bị tiêu thụ điện có hiệu suất cao. Vì vậy có thể tiết kiệm một lượng điện năng lớn trong các lĩnh vực sản xuất và đời sống như sử dụng các thiết bị chiếu sáng tiết kiệm điện, sử dụng các động cơ điện và các thiết bị sử dụng động cơ điện có hiệu suất cao, thay thế các thiết bị điện cơ bằng các thiết bị vi điện tử có cùng chức năng nhưng tiêu thụ năng lượng ít hơn nhiều (ví dụ thay thế các rơle điện cơ bằng các rơle kỹ thuật số)...

b. Hạn chế tối đa việc sử dụng điện năng vô ích

Sử dụng điện năng vô ích là việc sử dụng điện năng lãng phí, không có mục đích, ví dụ như thắp đèn giữa ban ngày, để thất thoát quá nhiều nhiệt năng trong các thiết bị nhiệt có dùng điện, thất thoát điện năng trong các lĩnh vực công nghiệp và sinh hoạt do thiết kế các công trình kiến trúc và xây dựng qui trình sản xuất không hợp lý hoặc do câu móc điện trước công tơ. Để hạn chế tối đa việc sử dụng điện năng vô ích cần áp dụng các biện pháp như sử dụng các hệ thống tự động đóng cắt nguồn điện, điều chỉnh công suất tiêu thụ cho phù hợp với yêu cầu, cải tiến các lớp cách nhiệt của các thiết bị nhiệt có sử dụng điện năng, thiết kế kiến trúc hợp lý các toà nhà theo hướng sử dụng hiệu quả năng lượng để giảm nhu cầu dùng điện, tối ưu hoá các qui trình sử dụng thiết bị dùng điện trong công nghiệp, quản lý chặt chẽ hơn đường dây cung cấp điện và các thiết bị đo đếm điện năng...

1.6.3.2. Điều khiển nhu cầu sử dụng điện phù hợp với khả năng cung cấp điện

Việc điều khiển các nhu cầu sử dụng điện cho phù hợp với khả năng cung cấp điện được thực hiện bởi các nhà sản xuất và phân phối điện. Các giải pháp để thực hiện chiến lược này bao gồm:

a. Thay đổi đồ thị phụ tải nhằm giảm độ chênh giữa phụ tải đỉnh và phụ tải thấp nhất

Các biện pháp để thay đổi đồ thị phụ tải là:

- Cắt giảm đỉnh. Đây là biện pháp nhằm giảm nhu cầu điện trong các giờ cao điểm của hệ thống điện. Có thể cắt giảm đỉnh một cách cưỡng bức bởi các thiết bị đóng cắt tự động hoặc cắt giảm đỉnh một cách tự giác thông qua việc đưa vào sử dụng công tơ hai giá.

- Lắp thấp điểm. Có thể lắp thấp điểm bằng cách tạo thêm các phụ tải lúc thấp điểm và cũng dùng biện pháp tự giác bằng việc sử dụng công tơ hai giá. Vào các giờ cao điểm công tơ sẽ chạy nhanh hơn, như vậy sẽ làm cho người sử dụng điện tự giác cắt bớt các thiết bị không cần thiết sử dụng trong các giờ đó.

- Chuyển dịch phụ tải. Chuyển sử dụng điện lúc cao điểm sang lúc thấp điểm của đô thị phụ tải sẽ làm giảm đáng kể chi phí sản xuất điện năng lúc cao điểm đối với nhà cung cấp, giảm chi phí mua điện cho khách hàng do chính sách giá điện mà vẫn không làm thay đổi tổng điện năng tiêu thụ trong hệ thống điện. Ngoài ra người ta còn sản xuất và sử dụng hàng loạt ô tô điện, xây dựng các dây chuyền công nghệ tự động làm việc vào giờ thấp điểm nhằm lấp đầy vùng lõm của đô thị phụ tải điện.

b. Tích trữ năng lượng

Giải pháp này cũng cho phép dịch chuyển nhu cầu sử dụng điện từ thời gian cao điểm đến thời gian thấp điểm. Kết quả là giảm chi phí sử dụng điện cho các hộ tiêu thụ trong khi nhà cung cấp điện cũng đạt được mục tiêu san bằng đô thị phụ tải, tiết kiệm vốn phát triển nguồn và lưới điện. Một trong những biện pháp hữu hiệu để tích trữ năng lượng là xây dựng nhà máy thủy điện tích năng. Điện năng sẽ được phát ra vào giờ cao điểm và được tiêu thụ vào giờ thấp điểm. Hiện nay ở nước ta dự án nhà máy thủy điện tích năng cũng đang trong giai đoạn nghiên cứu.

c. Sử dụng nguồn năng lượng mới

Đây là giải pháp áp dụng các công nghệ sử dụng năng lượng mới để bổ sung và thay thế các dạng năng lượng cũ. Giải pháp này làm tăng khả năng đáp ứng của hệ thống điện và mang lại nhiều lợi ích khác vì nó tận dụng được các dạng năng lượng đang còn bị bỏ phí như năng lượng Mặt Trời, năng lượng gió, năng lượng địa nhiệt, năng lượng sóng biển...

d. Chính sách đối với giá điện năng

Việc áp dụng biểu giá điện năng hợp lí sẽ tạo động lực làm thay đổi đặc điểm tiêu dùng điện và san bằng đô thị phụ tải của hệ thống điện. Các giải pháp DSM đều bị tác động bởi ba loại biểu giá sau:

- Giá thời gian dùng điện: mục tiêu chính của biểu giá này là kích thích hộ tiêu thụ thay đổi thời gian dùng điện cho phù hợp với khả năng cấp điện.

- Giá cho phép cắt điện khi cần thiết: biểu giá này được áp dụng để khuyến khích các khách hàng cho phép cắt điện trong trường hợp cần thiết, phù hợp với khả năng cung cấp điện kinh tế của ngành điện.

- Giá điện dành cho những mục tiêu đặc biệt: Biểu giá đặc biệt nhằm khuyến khích khách hàng áp dụng DSM hoặc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế của Nhà nước.

Chương 2

KHÁI NIỆM CHUNG VỀ QUI HOẠCH HỆ THỐNG ĐIỆN

§2.1. PHƯƠNG PHÁP TIẾP CẬN HỆ THỐNG

2.1.1. Nguyên lí tiếp cận hệ thống

Nguyên lí cơ bản của phương pháp tiếp cận hệ thống dựa trên phép biện chứng duy vật để nghiên cứu các hệ thống phức tạp.

Các hệ thống năng lượng thuộc loại hệ thống lớn theo nghĩa phức tạp gồm nhiều mối quan hệ bên trong và bên ngoài, có phân cấp theo nghĩa có những hệ thống con và có tính phát triển.

Trước đây với quan điểm cơ giới, người ta nghiên cứu đối tượng bằng cách chia cắt, tách rời thành từng bộ phận và tiến hành nghiên cứu trên từng bộ phận. Từ tính chất từng bộ phận suy ra tính chất toàn hệ thống. Quan điểm cơ giới có nhược điểm là cắt rời các bộ phận một cách thực sự, không nghiên cứu các mối tương quan chặt chẽ giữa chúng, không xem xét các phần tử trong mối liên quan chặt chẽ với tổng thể, coi tính chất tổng thể là do tính chất bộ phận cộng lại.

Quan điểm Duy vật biện chứng đã chỉ ra cách tiếp cận hệ thống bằng phương pháp phân tích và phương pháp tổng hợp. Phân tích là phương pháp phân chia hệ thống thành các bộ phận cấu thành đơn giản hơn. Nhưng muốn nhận thức được cấu tạo, tính chất, chức năng và qui luật phát triển thì phương pháp phân tích phải đi đôi với phương pháp tổng hợp.

Để điều khiển tối ưu một hệ thống lớn cần phải xuất phát từ việc thoả mãn mục tiêu tối ưu chung và thoả mãn một loạt các mục tiêu cục bộ. Như vậy các mục tiêu cục bộ phải phù hợp với mục tiêu chung hoặc ít ra là không mâu thuẫn với mục tiêu chung. Để giải bài toán phức tạp này phải kết hợp các phương pháp chính qui chặt chẽ với các phương pháp không chính qui. Đó chính là nội dung của việc tổng hợp và phân tích hệ thống. Việc tổng hợp và phân tích hệ thống không chỉ để biết được các quá trình xảy ra trong hệ thống mà còn để xác định được chiều hướng phát triển tốt nhất của hệ thống. Nói cách khác, ta có thể tìm được lời giải cho bài toán qui hoạch tối ưu.

Phương pháp chính qui là các phương pháp toán học chặt chẽ kết hợp với máy tính. Nó bao gồm qui hoạch tuyến tính, qui hoạch phi tuyến, qui hoạch động, qui hoạch thực nghiệm, qui hoạch nguyên hỗn hợp, lí thuyết trò chơi, lí thuyết nhận dạng v.v...

Phương pháp không chính qui như các thủ tục logic, các thủ tục đối thoại lặp, các phương pháp thực nghiệm v.v... đều dựa trên sự đánh giá xuất phát từ khả năng sáng tạo, kinh nghiệm và trực giác của người nghiên cứu.

2.1.2. Phương pháp phân tích hệ thống

Về nguyên tắc phương pháp phân tích bao gồm các bước chính sau:

a) *Đặt bài toán*: Lựa chọn hệ thống cần nghiên cứu, xác định các giới hạn của nó, xây dựng mục tiêu cần điều khiển.

b) *Xây dựng mô hình toán học của hệ thống*.

c) *Lựa chọn phương pháp giải mô hình toán học đã chọn*.

d) *Dự báo các chiều hướng vận động của hệ thống, xây dựng các phương án phát triển của hệ thống tùy theo các khả năng điều khiển*.

e) *Chọn phương án phát triển tối ưu theo các tiêu chuẩn đã được chấp nhận*.

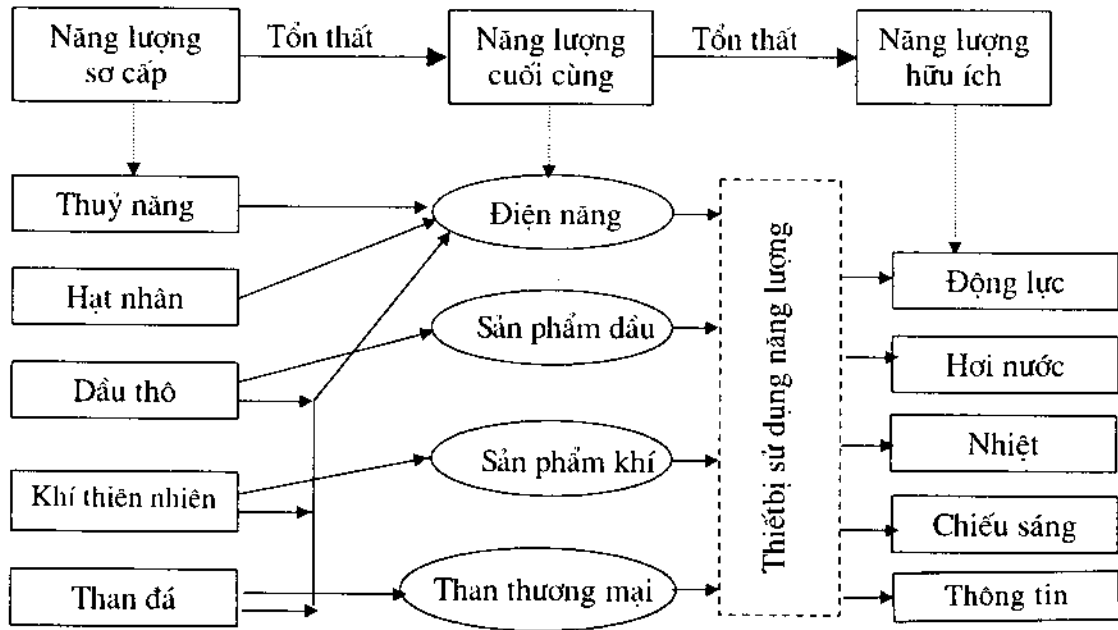
Trong mỗi bước đều có thể sử dụng các phương pháp toán học chính qui và không chính qui. Đối với hệ thống năng lượng, do các thông số của hệ thống đều có thể được biết khá rõ nên chủ yếu là sử dụng các phương pháp toán học chặt chẽ.

§2.2. NỘI DUNG QUI HOẠCH PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG

2.2.1. Mục đích và nội dung qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng

Qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng nhằm mục đích đảm bảo một cách tối ưu nguồn năng lượng hữu ích cung cấp cho nhu cầu của xã hội. Xuất phát từ định hướng phát triển kinh tế-xã hội của đất nước, các ngành trong nền kinh tế quốc dân xây dựng qui hoạch phát triển ngành. Trên cơ sở đó có thể tính được nhu cầu năng lượng hữu ích (hình 2.1). Từ nhu cầu năng lượng hữu ích, có xét đến tổn thất năng lượng trong các khâu truyền tải, phân phối và biến đổi năng lượng, có thể giải bài toán tối ưu để tính được nhu cầu năng lượng cuối cùng dưới dạng điện năng, sản phẩm dầu, sản phẩm khí hoặc than thương mại. Đến đây lại căn cứ vào nhu cầu các dạng năng lượng cuối cùng, các loại tổn thất và khả năng cung ứng để giải bài toán tối ưu

tìm ra nhu cầu của các dạng năng lượng sơ cấp như thủy năng, năng lượng hạt nhân, dầu thô, khí thiên nhiên, than đá và các dạng năng lượng mới.



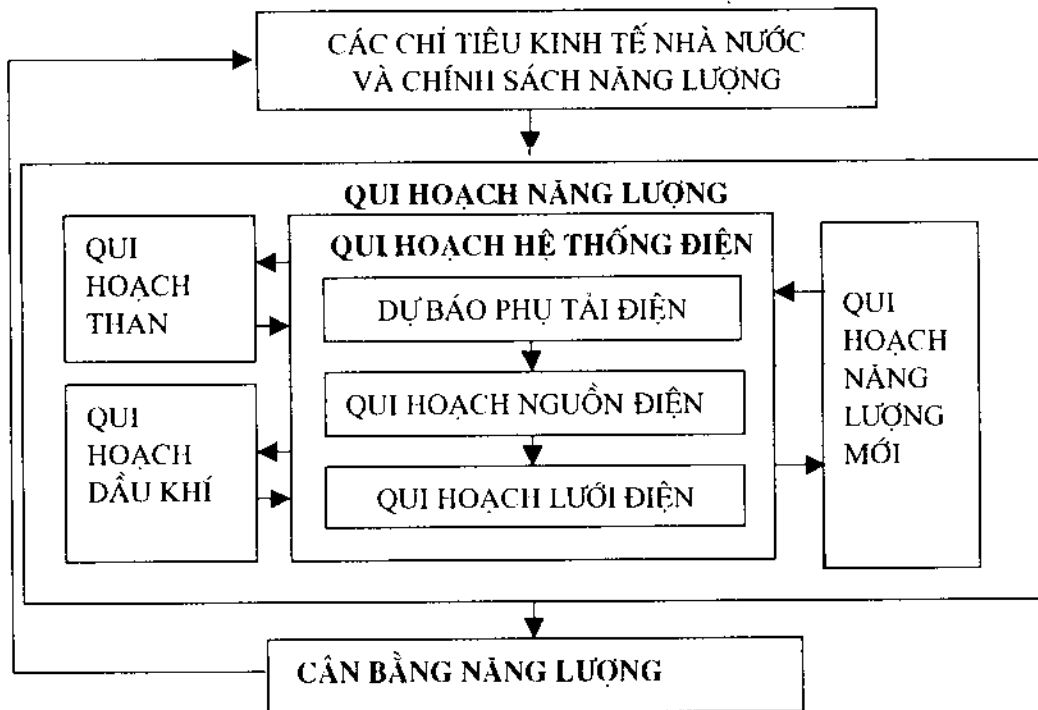
Hình 2.1. Hệ thống biến đổi và sử dụng năng lượng.

Vấn đề thay thế lẫn nhau giữa các nguồn năng lượng khác nhau để tạo ra năng lượng cuối cùng và năng lượng hữu ích là bài toán tối ưu cần giải quyết trong bài toán năng lượng nói chung và bài toán qui hoạch nguồn điện nói riêng.

2.2.2. Cấu trúc phân cấp của việc qui hoạch hệ thống năng lượng

Việc qui hoạch hệ thống năng lượng có cấu trúc phân cấp như hình 2.2. Để có thể qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng cần phải xét đến nhiều yếu tố khác nhau, ví dụ như chính sách năng lượng của nhà nước, nhu cầu sử dụng năng lượng trong tương lai, khả năng cung cấp các nguồn năng lượng sơ cấp, khả năng cung cấp thiết bị, khả năng tài chính của quốc gia hoặc các nhà đầu tư, ảnh hưởng của các công trình năng lượng đến môi trường v.v...

Nhu cầu sử dụng năng lượng một cách an toàn, hiệu quả và tiết kiệm trong tương lai chính là mục đích cần đáp ứng của việc qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng. Muốn xác định được nhu cầu sử dụng năng lượng trong tương lai cần phải giải bài toán dự báo năng lượng.



Hình 2.2. Cấu trúc của qui hoạch hệ thống năng lượng.

§2.3. NHIỆM VỤ CỦA QUI HOẠCH VÀ PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN

Qui hoạch phát triển hệ thống điện là một bộ phận quan trọng nhất trong qui hoạch năng lượng. Nhiệm vụ của qui hoạch phát triển hệ thống điện là:

- Dự báo nhu cầu điện năng và đồ thị phụ tải của hệ thống cho tương lai có xét đến định hướng phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.
- Xác định tỉ lệ tối ưu giữa các loại nguồn năng lượng sơ cấp: thủy năng, nhiên liệu hoá thạch (than, dầu, khí tự nhiên), hạt nhân, các dạng năng lượng mới và tái sinh dùng để chuyển hoá thành điện năng trong từng giai đoạn tương lai.
- Xác định khả năng xây dựng và điều kiện đưa vào hoạt động của các loại nhà máy điện khác nhau trong hệ thống điện sao cho đạt được hiệu quả tối ưu.
- Xây dựng những nguyên tắc cơ bản về phát triển hệ thống lưới điện truyền tải và phân phối: vấn đề liên kết hệ thống, tải điện di xa, cấu trúc tối ưu của lưới điện, vấn đề sử dụng hợp lý và tiết kiệm điện năng, vấn đề giảm thiểu ảnh hưởng của việc phát triển điện năng lên môi trường ...

§2.4. QUAN HỆ GIỮA NĂNG LƯỢNG VÀ MÔI TRƯỜNG

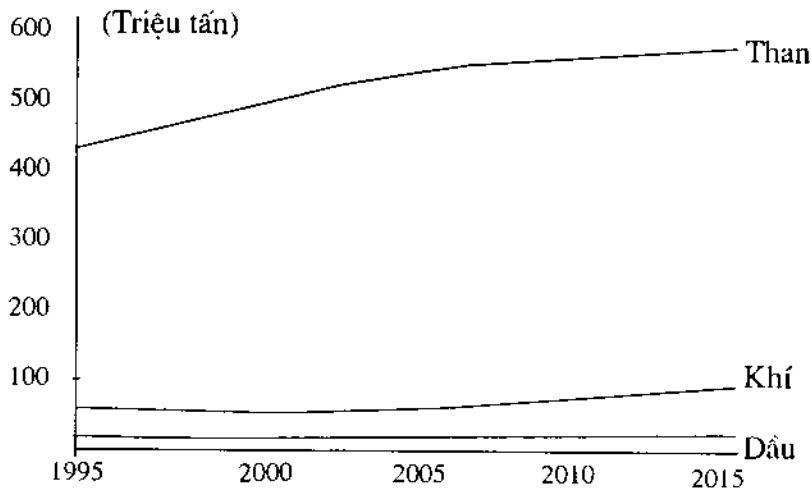
Sự phát triển của ngành năng lượng có ảnh hưởng rất lớn đến môi trường. Nói chung việc xây dựng và đưa vào vận hành các nhà máy điện có ảnh hưởng xấu đến môi trường. Khi đốt than, dầu và khí đốt để biến nhiệt năng thành điện năng trong các nhà máy nhiệt điện không thể tránh khỏi việc thải ra bầu khí quyển một lượng lớn bụi và các chất thải độc hại khác.

Việc ảnh hưởng đến môi trường của quá trình sản xuất và tiêu thụ năng lượng có thể kể ra các mặt chủ yếu sau:

1. Gây ô nhiễm tầng khí quyển

Các chất thải độc hại từ các nhà máy nhiệt điện có thể liệt kê ra như CO , CO_2 , SO_2 , NO_x ...

Cụ thể là khi đốt 1 tấn than sẽ sinh ra 66 kg SO_2 , 11 kg bụi và nhiều khí độc hại khác. Mỗi năm lượng khí CO_2 do con người đốt nhiên liệu khoáng phế thải vào trong không khí là trên 5 tỉ tấn, lượng SO_2 là 200 triệu tấn, lượng NO_x là 150 triệu tấn...



Hình 2.3. Lượng thải cacbon từ các nhà máy nhiệt điện.

Ngày 5-12-1952 tại Luân Đôn của nước Anh đã xảy ra sự kiện "làn khói chết người" làm chấn động thế giới, người ta đã đo đạc trên bầu trời Luân Đôn và thấy rằng hàm lượng SO_2 là $3,8 \text{ mg/m}^3$ cao gấp 6 lần so với bình thường và hàm lượng bụi đã là $4,5 \text{ mg/m}^3$ cao gấp 10 lần

so với bình thường nên chỉ trong 5 ngày đã có hơn 4.000 người bị chết, trong đó phần lớn là người già và trẻ em, hai tháng tiếp theo lại có thêm 8.000 người bị chết.

Các kết quả nghiên cứu về ô nhiễm do sunfu dioxit (SO_2) và bụi thải cho thấy 50% dân số thành thị trên thế giới (khoảng 900 triệu người) đang sống trong môi trường không khí có hàm lượng SO_2 vượt quá tiêu chuẩn cho phép, trên 1 tỉ người đang sống trong môi trường có hàm lượng bụi vượt quá tiêu chuẩn cho phép, chính do nguyên nhân trên mà hàng năm trên thế giới có ít nhất khoảng 500.000 trẻ em bị chết yếu, từ 4 đến 5 triệu người bị mắc bệnh đường hô hấp và hàng triệu trường hợp mắc các bệnh tật khác.

Các nhà máy nhiệt điện chạy bằng than là nguồn thải chính của các chất thải cacbon. Các nhà máy điện hiện nay sản ra 36% chất thải cacbon từ các sản phẩm năng lượng, và nó sẽ tăng lên đến 38% vào năm 2015. Hiện nay các nhà máy điện chạy than chiếm 52% của tổng số các nhà máy điện nhưng thải ra 87% các chất thải cacbon (hình 2.3).

Mặt khác các khí thải của các nhà máy điện lại có thể góp phần làm thủng tầng ozon của trái đất, gây ra những hậu quả to lớn mà cho đến nay người ta cũng chưa thể đánh giá hết được. Tầng ozon nằm ở độ cao 20,30 km trong tầng bình lưu được sinh ra do sự biến đổi của oxy (O_2) thành ozon (O_3). Tầng ozon đã ngăn được hơn 90% tia tử ngoại có hại do mặt trời chiếu xuống trái đất, cho nên các nhà khoa học còn gọi là "cái mộc của trái đất". Khi tầng ozon bị phá hoại, thì tia tử ngoại trực tiếp chiếu xuống mặt đất, gây ung thư da, làm tổn thương mắt một cách mãn tính và còn ảnh hưởng đến chức năng của hệ thống miễn dịch của cơ thể. Hiện nay, tầng ozon của Nam Cực đã mỏng đi 65%, còn tầng ozon trên không trung Bắc Âu, Nga và Canada giảm đi từ 12 - 20%, thậm chí tầng ozon ở nhiều nơi còn bị thủng hẳn mà tiêu biểu là ở Nam Cực đã có một lỗ thủng rộng bằng 20% diện tích của Nam Cực.

2. Sự ô nhiễm nguồn nước

Nước của các đại dương và hồ, ao, sông, suối ngày càng bị ô nhiễm nặng nề. Các nhà máy nhiệt điện vừa thải khói ra môi trường lại vừa thải các chất độc hại xuống nguồn nước gây ra sự axit hoá môi trường (ao, hồ, sông, suối) chính là một nguy cơ gây ô nhiễm nguồn nước. Hiện tượng axit hoá không phải bắt nguồn duy nhất từ nguồn gốc tự nhiên, mà nó là kết quả sự biến đổi thành axit của khí SO_2 (tỷ lệ 2/3) và của khí NO_x (tỷ lệ 1/3) nhả ra từ cột ống khói của các nhà máy điện. Các axit này sẽ di chuyển và rơi ngược xuống trái đất dưới dạng khô hoặc ẩm cùng với mưa và tuyết. Các tàu chở dầu bị tai nạn trên biển cũng sẽ là nguồn gây ô nhiễm rất lớn cho đại dương.

Các nhà máy điện nguyên tử cũng góp phần đáng kể vào việc làm ô nhiễm nguồn nước. Chúng gây ra ô nhiễm từ ba nguồn chính như sau:

- Phế thải của công nghiệp khai thác nhiên liệu hạt nhân. Theo thống kê, cứ khai thác 1000 tấn quặng urani thì sẽ có 2,6 triệu m³ nước thải và 20 vạn tấn phế liệu đều mang tính phóng xạ khá cao. Để xử lí khối lượng lớn nước thải và phế liệu nguy hiểm đó cần một kinh phí rất lớn.

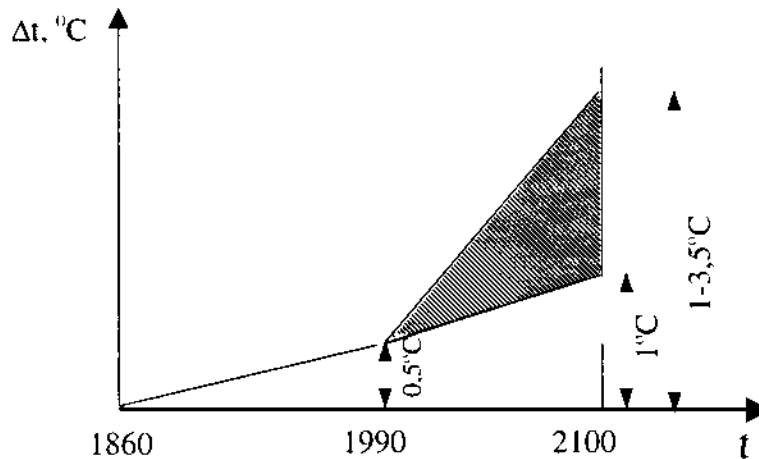
- Phế liệu từ các chất phóng xạ đã sử dụng của nhà máy điện hạt nhân. Điện năng của các nhà máy điện nguyên tử sẽ chiếm tới 50% tổng điện năng của toàn cầu. Sở Quan sát nghiên cứu thế giới của Mĩ chỉ rõ, năm 1991 phế liệu hạt nhân của các nhà máy điện nguyên tử thế giới là 8 vạn tấn. Chúng là nguồn gây ô nhiễm chính cho các nguồn nước sạch và đại dương.

- Chất lắng xuống của các vụ thử vũ khí hạt nhân. Hiện nay trên toàn cầu đã có 15 nước có vũ khí hạt nhân. Mỗi cuộc thử vũ khí hạt nhân lại tung lên bầu trời (và sau đó phần lớn sẽ rơi trở lại trái đất) một khối lượng lớn các chất đã nhiễm xạ như bụi đất, mảnh bom và các đám mây.

Việc xử lí các nguồn gây ô nhiễm phóng xạ là một việc vô cùng khó khăn và tốn kém.

3. Hiệu ứng nhà kính

Ở qui mô toàn cầu, từ tuyên bố của hội nghị Villach (10- 1985) đư luận công chúng toàn thế giới đã được thông báo về nguy cơ ấm dần lên của hành tinh chúng ta (hình 2.4).



Hình 2.4. Mức tăng nhiệt độ trên bề mặt trái đất.

Các nhà máy nhiệt điện có sử dụng khí thiên nhiên với hàm lượng chủ yếu là metan có khả năng gây ra hiệu ứng lồng kính nhiều gấp 20 lần so với khí CO₂. Hiệu ứng lồng kính là hiệu ứng gây ra bởi ba chất khí thải chủ yếu là cacbonic (CO₂), metan (CH₄) và đinitơ oxit (N₂O). Những khí này tạo ra một màng bọc bầu khí quyển và làm phản xạ lại bề mặt trái đất lượng nhiệt năng phát ra từ trái đất. Hiệu ứng lồng kính làm cho nhiệt độ trên bề mặt trái đất ngày càng nóng lên. Các nhà khoa học đã tính được nhiệt độ trái đất sẽ tăng từ 1 – 4,5°C từ nay cho đến giữa thế kỷ XXI, nhất là vào mùa đông ở những vùng núi cao. Sự tăng của hàm lượng khí CO₂ trong tầng khí quyển cũng được ghi nhận 0,28‰ trước cách mạng công nghiệp, 0,34‰ năm 1980 và có thể đạt 0,56‰ vào năm 2050. Trái đất ấm dần lên trong hơn 100 năm công nghiệp chúng ta đã thấy rõ (hình 2.4). Nhiệt độ của các đại dương tăng dần lên và cùng với nó mực nước biển cũng đang dâng dần lên.

Các nhà khoa học dự đoán đến cuối thế kỷ XXI này mực nước biển sẽ tăng lên từ 30 – 75cm. Những vùng dân cư đông đúc (Banglăđét, Hà Lan, vùng Nouvelle-Orleans, lưu vực sông Nil, lưu vực sông Mêkông, sông Indus) sẽ là những nơi trực tiếp bị đe dọa. Ngoài ra những dòng hải lưu lớn (El Nino ở Thái Bình Dương, Gulf Stream ở Đại Tây Dương) có thể bị dịch chuyển, có những nơi hoàn toàn biến thành sa mạc.

Các công trình năng lượng còn ảnh hưởng đến môi trường sinh thái về nhiều mặt khác như vấn đề hành lang và chiếm đất của các công trình điện lực (đặc biệt là đường dây tải điện và hồ chứa của các nhà máy thủy điện), ảnh hưởng của điện trường và từ trường, ảnh hưởng lên cảnh quan và vệ sinh môi trường v.v...

Chương 3

DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN NĂNG VÀ PHỤ TẢI ĐIỆN

§3.1 KHÁI NIỆM CHUNG

Nhu cầu điện năng và đồ thị phụ tải điện là các số liệu đầu vào rất quan trọng, quyết định rất lớn chất lượng của việc qui hoạch hệ thống điện.

Trên cơ sở định hướng phát triển ngành điện người ta xây dựng qui hoạch phát triển hệ thống điện cho từng giai đoạn 5 năm có xét đến triển vọng 10÷15 năm sau. Các qui hoạch phát triển này đôi khi còn có tên gọi là "tổng sơ đồ phát triển điện lực" cho một giai đoạn nối tiếp nhau, trong đó phần triển vọng cho tương lai sẽ được cập nhật và hiệu chỉnh cho phù hợp với tình hình thực tế.

Dữ liệu đầu vào quan trọng để lập QHHTĐ là dự báo nhu cầu điện năng cho từng mốc thời gian trong tương lai. Thông thường khi dự báo người ta xem xét ba kịch bản khác nhau: kịch bản cơ sở với mức tăng trưởng trung bình đã thống kê có xét đến xu thế phát triển trong tương lai; kịch bản cao (lạc quan) với giả định là tương lai sẽ có tình huống tốt đẹp hơn dự kiến và kịch bản thấp (bi quan) để phòng có những khả năng xấu hơn dự kiến.

Vai trò của dự báo nhu cầu điện năng có tác dụng rất to lớn, nó liên quan đến quản lý kinh tế nói chung và qui hoạch hệ thống điện nói riêng. Dự báo và qui hoạch là hai giai đoạn liên kết chặt chẽ với nhau của một quá trình quản lý. Trong mối quan hệ ấy, phần dự báo sẽ góp phần giải quyết các vấn đề cơ bản sau:

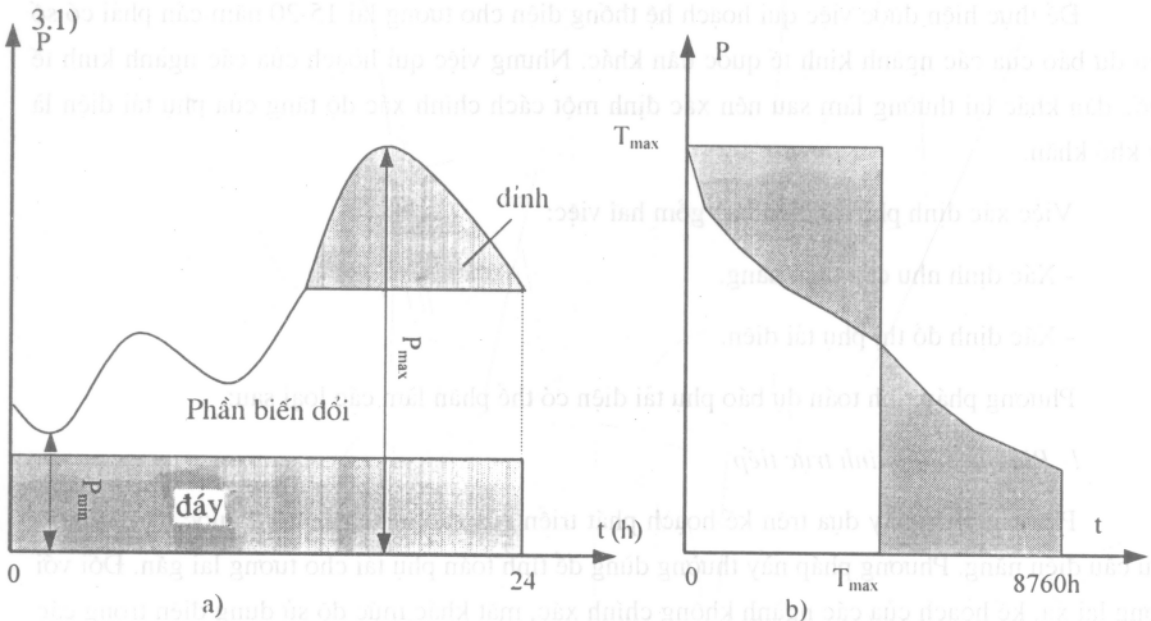
- Xác định xu thế phát triển của nhu cầu điện năng;
- Đề xuất những yếu tố cụ thể quyết định những xu thế ấy;
- Xác định qui luật và đặc điểm của sự phát triển của nhu cầu điện năng và phụ tải điện.

Nếu công tác dự báo nói chung mà dựa trên lập luận khoa học thì sẽ trở thành cơ sở để xây dựng các kế hoạch phát triển nền kinh tế quốc dân. Đặc biệt đối với ngành năng lượng, tác

dụng của dự báo càng có ý nghĩa quan trọng, vì điện năng liên quan chặt chẽ với tất cả các ngành kinh tế quốc dân, cũng như đến mọi sinh hoạt bình thường của người dân. Do đó, nếu dự báo không chính xác sai lệch quá nhiều về khả năng cung cấp, về nhu cầu điện năng thì sẽ dẫn đến hậu quả không tốt cho nền kinh tế. Chẳng hạn, nếu chúng ta dự báo phụ tải quá thừa so với nhu cầu sử dụng dẫn đến hậu quả là huy động nguồn quá lớn, làm tăng vốn đầu tư, có thể gây tổn thất năng lượng tăng lên. Ngược lại, nếu chúng ta dự báo phụ tải quá thấp so với nhu cầu thì sẽ không đủ điện năng cung cấp cho các hộ tiêu thụ và tất nhiên sẽ dẫn đến việc cắt bỏ một số phụ tải một cách không có kế hoạch gây thiệt hại cho nền kinh tế quốc dân.

Có ba loại dự báo theo thời gian: dự báo ngắn hạn (1÷2 năm), dự báo trung hạn (3÷10 năm) và dự báo dài hạn (15÷20 năm). Riêng đối với dự báo dài hạn (còn gọi là dự báo triển vọng) thì mục đích chỉ là nêu ra các phương hướng phát triển có tính chất chiến lược về mặt kinh tế, về mặt khoa học kỹ thuật nói chung không yêu cầu xác định chỉ tiêu cụ thể.

Sau khi dự báo ta được số liệu về nhu cầu điện năng, từ đây theo các biểu đồ phụ tải điển hình cho từng loại hộ tiêu thụ người ta xây dựng biểu đồ phụ tải tổng hợp cho từng khu vực và cho từng hệ thống. Các biểu đồ phụ tải tổng hợp này thường được xây dựng cho một số ngày điển hình (làm việc, nghỉ, mùa đông, mùa hè). Tổng hợp các biểu đồ phụ tải ngày (theo số liệu theo từng loại biểu đồ) ta được biểu đồ phụ tải kéo dài trong năm cho từng mức công suất (hình



Hình 3.1. Đồ thị phụ tải ngày (a) và đồ thị phụ tải kéo dài trong năm (b).

Đồ thị phụ tải kéo dài trong năm là dữ liệu cơ sở rất quan trọng trong tính toán QHHTĐ, nó cho phép xác định thời gian sử dụng công suất cực đại T_{max} đó là khoảng thời gian sử dụng liên tục công suất cực đại P_{max} sao cho năng lượng được sử dụng vừa đúng bằng năng lượng sử dụng thực tế trong năm theo biểu đồ đã được xác định, nghĩa là:

$$A = P_{max} \cdot T_{max} = \int_0^{8760} P(t) \cdot dt = P_{tb} \cdot t \quad (3-1)$$

trong đó: P_{tb} - công suất trung bình.

Đồ thị phụ tải kéo dài trong năm cũng là cơ sở để lập cân bằng công suất và điện năng, phân công các loại nhà máy điện trong phủ biểu đồ phụ tải, tính các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật của hệ thống điện.

Trên cơ sở nhu cầu điện năng với đồ thị phụ tải đã được xác định, QHHTĐ được tiến hành theo hai mảng lớn: *qui hoạch nguồn điện và qui hoạch lưới điện*. Nhiều chuyên gia mong muốn xây dựng một mô hình tổng thể để giải quyết bài toán tối ưu trong qui hoạch nguồn và lưới cùng một lúc, tuy nhiên trong thực tế việc xây dựng một mô hình như thế sẽ gặp nhiều khó khăn rất lớn vì tổ hợp nhiều phương án sẽ tăng theo hàm mũ với số lượng nguồn và công trình nguồn và lưới điện xen kẽ.

Để thực hiện được việc qui hoạch hệ thống điện cho tương lai 15-20 năm cần phải có số liệu dự báo của các ngành kinh tế quốc dân khác. Nhưng việc qui hoạch của các ngành kinh tế quốc dân khác lại thường làm sau nên xác định một cách chính xác độ tăng của phụ tải điện là rất khó khăn.

Việc xác định phụ tải điện bao gồm hai việc:

- Xác định nhu cầu điện năng.
- Xác định đồ thị phụ tải điện.

Phương pháp tính toán dự báo phụ tải điện có thể phân làm các loại sau:

1- Phương pháp tính trực tiếp

Phương pháp này dựa trên kế hoạch phát triển của các ngành kinh tế quốc dân, tính ra nhu cầu điện năng. Phương pháp này thường dùng để tính toán phụ tải cho tương lai gần. Đối với tương lai xa, kế hoạch của các ngành không chính xác, mặt khác mức độ sử dụng điện trong các ngành có thay đổi do sự thay đổi của công nghệ và nhiều trang thiết bị kỹ thuật mới xuất hiện.

2- Phương pháp ngoại suy

Phương pháp ngoại suy dựa trên số liệu phụ tải trong quá khứ, từ đó suy ra phụ tải điện trong tương lai. Phương pháp này đòi hỏi rất nhiều số liệu trong quá khứ nhưng có thể áp dụng cho tương lai khá xa.

3- Phương pháp hồi qui một chiều và hồi qui nhiều chiều

Phương pháp này dựa trên mối tương quan giữa phụ tải điện và các ngành kinh tế khác của nền kinh tế quốc dân để tìm ra nhu cầu điện năng trong tương lai. Phương pháp này đòi hỏi phải biết kế hoạch phát triển kinh tế quốc dân và cũng cần nhiều số liệu trong quá khứ.

Ngoài ra còn có các phương pháp khác như phương pháp chuyên gia, phương pháp tính hệ số vượt trước, phương pháp so sánh đối chiếu, phương pháp áp dụng mô hình sử dụng năng lượng cuối cùng... Để tăng độ chính xác ta có thể áp dụng nhiều phương pháp rồi so sánh kết quả để chọn ra kết quả cuối cùng.

§3.2. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN NĂNG

3.2.1. Dự báo nhu cầu điện năng theo các ngành của nền kinh tế quốc dân

Phương pháp này còn được gọi là phương pháp tính trực tiếp. Nội dung của nó gồm các bước như sau:

Bước 1: Chia các phụ tải điện thành các nhóm phụ tải có tính chất hoạt động và nhu cầu tiêu thụ điện năng được xem là gần giống nhau (còn gọi là các môđun) như: công nghiệp, nông nghiệp, giao thông vận tải, sinh hoạt, v.v... Các nhóm phụ tải này lại có thể chia thành các nhóm nhỏ hơn mà ở đó các hộ tiêu thụ có đặc điểm tiêu thụ điện năng giống nhau hơn. Ví dụ trong nông nghiệp có thể chia thành các nhóm phụ tải trồng trọt, chăn nuôi, tưới tiêu, sinh hoạt.

Bước 2: Xác định nhu cầu điện năng cần thiết cho năm thứ t được tính theo công thức:

$$A_t = A_{CNt} + A_{NNt} + A_{GTT} + A_{SHt} + A_{TD} + \Delta A_t \quad (3-2)$$

trong đó:

A_{CNt} là điện năng cho công nghiệp;

A_{NNt} là điện năng cho nông nghiệp;

A_{GTT} là điện năng cho giao thông;

A_{SHt} là điện năng cho sinh hoạt;

A_{TD} là điện năng cho tự dùng;

ΔA_t là điện năng tổn thất.

Điện năng cho công nghiệp được tính như sau:

$$A_{CNI} = \sum_{i=1}^n \gamma_{it} B_{it} \quad (3-3)$$

trong đó:

n là số loại đơn vị sản phẩm công nghiệp;

γ_{it} là suất tiêu hao điện năng cho một đơn vị sản phẩm loại i năm t ;

B_{it} là khối lượng sản phẩm loại i năm t .

Suất tiêu hao điện năng xác định dựa vào số liệu thống kê và quá trình công nghệ sản xuất ra loại sản phẩm đó. Suất tiêu hao thay đổi theo thời gian và phụ thuộc vào sự thay đổi công nghệ sản xuất và trình độ quản lí. Khối lượng sản phẩm công nghiệp được xác định trong kế hoạch phát triển kinh tế quốc dân.

Điện năng cho nông nghiệp bao gồm điện năng phục vụ cho trồng trọt, chăn nuôi, tưới tiêu và sinh hoạt. Điện năng cho trồng trọt và chăn nuôi có thể xác định theo suất tiêu hao điện năng, điện năng cho tưới tiêu có thể tính theo kế hoạch xây dựng các trạm bơm, điện năng cho sinh hoạt ở nông thôn tính theo mức sử dụng bình quân của các hộ nông dân.

Điện năng cho giao thông bao gồm điện năng cho đường bộ, đường sắt, đường thủy và hàng không. Trong mỗi loại hình vận tải lại có thể chia nhỏ nữa. Điện năng cho giao thông chủ yếu phụ thuộc vào mức độ điện khí hoá đường sắt, chiếu sáng đường bộ và các cảng (hàng không, biển).

Điện năng cho sinh hoạt tính theo kế hoạch phân phối điện cho sinh hoạt, có thể tính theo mức sử dụng bình quân cho đầu người hoặc cho hộ gia đình.

Ngoài các phụ tải trên còn một số phụ tải khác như trường học, bệnh viện, thương mại... thường được ghép vào điện năng sinh hoạt.

Điện năng tự dùng và tổn thất tính gần đúng theo tiêu chuẩn.

Trong các nhóm phụ tải trên thì phụ tải công nghiệp là chủ yếu, nó chiếm khoảng <50% tổng nhu cầu điện năng.

Bước 3: Sau khi đánh giá nhu cầu điện năng tổng của toàn bộ hệ thống, việc nghiên cứu biến động của nhu cầu điện năng được thực hiện theo phương pháp kịch bản. Quá trình xây dựng kịch bản được chia làm bốn bước như sau:

- Phân tích nhu cầu điện năng, xác định tập các biến của kịch bản tức là các thông số tham gia trực tiếp vào mô hình dự báo. Giá trị của các biến đó được xác định trên cơ sở một số giả thiết về:

- Ảnh hưởng của môi trường quốc tế: Giá cả năng lượng, khủng hoảng kinh tế, tốc độ phát triển kinh tế thế giới và khu vực ...

- Khả năng phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, tốc độ tăng trưởng kinh tế, chính sách của nhà nước về năng lượng và môi trường, khả năng điều khiển nhu cầu năng lượng v.v...

- Sắp xếp các kịch bản, xác định mối liên hệ giữa các kịch bản.
- Đối với mỗi kịch bản cần xác định dải biến thiên của các thông số trong khoảng thời gian dự báo. Người ta thường chia các dải biến thiên này thành ba mức: thấp (bi quan), trung bình (cơ sở) và cao (lạc quan).
- Xây dựng cơ sở đầu vào cho mô hình dự báo căn cứ trên các giả thiết về sự biến thiên có thể của các biến kịch bản.

Ưu nhược điểm của phương pháp

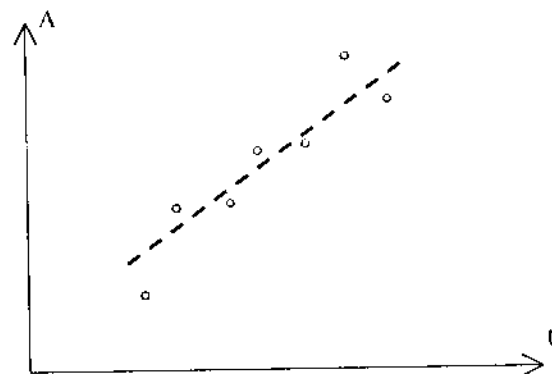
Ưu điểm: Thuật toán đơn giản, giải đơn giản, chắc chắn có nghiệm

Nhược điểm: Không dùng cho qui hoạch dài hạn vì số liệu đầu vào khi đó sẽ không chính xác

3.2.2. Phương pháp ngoại suy

Phương pháp ngoại suy được xây dựng dựa trên mối quan hệ giữa điện năng và thời gian trong quá khứ. Nội dung của phương pháp này là tìm ra luật tăng trưởng của nhu cầu điện năng trong quá khứ dưới dạng hàm số $A=f(t)$. Sau đó trên cơ sở giả thiết rằng qui luật đó cũng đúng trong tương lai sẽ tính được nhu cầu điện năng tại bất cứ thời điểm nào trong tương lai. Như vậy ta cần phải tiến hành theo hai bước như sau:

- Tìm dạng hàm số mô tả đúng qui luật phát triển của phụ tải trong quá khứ.
- Xác định các hệ số của hàm dự báo đó.



Hình 3.2.

Sau đây ta sẽ lần lượt nghiên cứu hai bước đó:

1) Xác định dạng hàm dự báo

Thông số liệu thống kê cho ta mối quan hệ giữa điện năng và thời gian là các điểm như hình 3-2.

Cần áp đặt vào đó một hàm số sao cho nó phản ánh đúng nhất qui luật phát triển của phụ tải.

Trước tiên ta giả thiết hàm dự báo $A = f(t)$ là hàm tuyến tính (đường nét đứt trên hình 3-2) và dùng phương pháp xác suất thống kê để kiểm định giả thiết thống kê này như sau:

Trước hết ta tính hệ số tương quan r giữa A và t theo biểu thức:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(A_i - \bar{A})(t_i - \bar{t})]}{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})^2 \right] \left[\sum_{i=1}^n (t_i - \bar{t})^2 \right]}} \quad (3-4)$$

trong đó: A_i là điện năng đã cho ở năm t_i ;

\bar{A} là giá trị trung bình của điện năng;

t là thời gian ;

\bar{t} là giá trị trung bình của thời gian;

n là số thông số đo được;

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i \quad ; \quad \bar{t} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i .$$

Sau khi tính được hệ số tương quan r ta tính hệ số τ như sau:

Nếu $n < 25$:

$$\tau = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{|1-r^2|}} \quad (3-5)$$

Nếu $n \geq 25$ thì:

$$\tau = \frac{r\sqrt{n-1}}{\sqrt{|1-r^2|}} \quad (3-6)$$

Sau đó tra bảng Student (Phụ lục-1) ứng với mức ý nghĩa α và số bậc tự do f ta tìm được hệ số Student $\tau_{\alpha,f}$. Trong đó:

- Mức ý nghĩa α lấy từ 0,001 đến 0,1. Hệ số α nói lên khả năng phạm sai lầm của giả thiết thống kê. Hệ số α càng nhỏ thì càng chính xác nhưng lại càng khó đạt. Thường α được chọn bằng mức trung bình là 0,05.

- Số bậc tự do f phụ thuộc vào số thông số đo được n được tính như sau:

Khi $n < 25$ thì $f=n-2$.

Khi $n \geq 25$ thì $f=n-1$.

Dem so τ tính được với $\tau_{\alpha,f}$ vừa tra ra nếu $\tau \geq \tau_{\alpha,f}$ thì quan hệ tuyến tính có thể được chấp nhận.

Nếu ngược lại thì không thể sử dụng được quan hệ tuyến tính và phải sử dụng quan hệ phi tuyến nào đó. Ta tuyến tính hoá quan hệ phi tuyến đó bằng phương pháp lấy logarit rồi áp dụng các thủ tục trên đây.

2. Xác định các hệ số của hàm dự báo

Các hệ số của hàm dự báo được xác định bằng phương pháp bình phương cực tiểu.

Thực chất của phương pháp bình phương cực tiểu là tìm các hệ số sao cho tổng bình phương các độ lệch giữa các giá trị tính được theo phương pháp hồi qui với giá trị thực tế của chúng là nhỏ nhất. Phương pháp bình phương cực tiểu được ứng dụng rộng rãi vì tính chất đơn giản, tính toán ít phức tạp, có cơ sở toán học vững chắc về xác suất và có chương trình mẫu trên máy tính rất tiện lợi.

Trước hết hãy xét hàm dự báo tuyến tính:

$$A = a + bt \quad (3-7)$$

Thường thì giá trị A_i tính theo (3-7) sẽ lệch khỏi giá trị thực $A_{th i}$ một lượng là:

$$A_i - A_{th i}$$

Cần xác định các giá trị a, b sao cho:

$$L = \sum_{i=1}^n (A_i - A_{th i})^2 \rightarrow \min \quad (3-8)$$

Thay A_i theo (3-7) vào A_i trong (3-8):

$$L = \sum_{i=1}^n (a + bt_i - A_{th i})^2 \rightarrow \min \quad (3-9)$$

Điều kiện để có cực tiểu là:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^n (a + bt_i - A_{thi}) = 0 \end{cases} \quad (3-10)$$

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^n (a + bt_i - A_{thi})t_i = 0 \end{cases} \quad (3-11)$$

Hãy suy ra:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (a + bt_i - A_{thi}) = 0 \end{cases} \quad (3-12)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (a + bt_i - A_{thi})t_i = 0 \end{cases} \quad (3-13)$$

Nếu phá dấu ngoặc ta có:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n a + \sum_{i=1}^n bt_i - \sum_{i=1}^n A_{thi} = 0 \\ \sum_{i=1}^n at_i + \sum_{i=1}^n bt_i^2 - \sum_{i=1}^n A_{thi}t_i = 0 \end{cases}$$

Suy ra:

$$\begin{cases} na + b \sum_{i=1}^n t_i - \sum_{i=1}^n A_{thi} = 0 \\ a \sum_{i=1}^n t_i + b \sum_{i=1}^n bt_i^2 - \sum_{i=1}^n A_{thi}t_i = 0 \end{cases}$$

Chuyển vế ta được:

$$\begin{cases} na + b \sum_{i=1}^n t_i = \sum_{i=1}^n A_{thi} \\ a \sum_{i=1}^n t_i + b \sum_{i=1}^n bt_i^2 = \sum_{i=1}^n A_{thi}t_i \end{cases} \quad (3-14)$$

Giải hệ (3-14) ta xác định được các hệ số a,b của hàm dự báo.

Đối với các hàm không tuyến tính, ta có thể dùng phương pháp lấy logarit để tuyến tính hoá rồi dùng các phương pháp trên đây để tính.

Trong bài toán dự báo nhu cầu điện năng, hàm dự báo dùng phổ biến nhất là:

$$A(t) = A_0 \left(1 + \frac{\beta}{100}\right)^{(t-t_0)} \quad (3-15)$$

$$A(t) = A_0 C^t \quad (3-16)$$

trong đó: A_0 là năng lượng tiêu thụ ở năm cơ sở;

β là độ tăng trung bình hàng năm;

t_0 là năm cơ sở ở đó quan sát được A_0 .

Ví dụ logarit hoá hàm (3-14) ta có:

$$\lg A(t) = (t - t_0) \lg \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) + \lg A_0 \quad (3-17)$$

Hàm (3-17) là hàm tuyến tính giống như hàm (3-7) trong đó:

$$y(t) = \lg A(t) = a + bt$$

$$a = \lg A_0 - t_0 \lg \left(1 + \frac{\beta}{100}\right)$$

$$b = \lg \left(1 + \frac{\beta}{100}\right)$$

Ví dụ: Điện năng tiêu thụ ở một địa phương từ 1982 đến 1988 cho ở bảng (3-1). Hãy dự báo nhu cầu điện năng năm 2000 bằng phương pháp ngoại suy.

Bảng 3.1

Năm	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
A(t) (10 ⁶ kWh)	7,34	11,43	14,25	16,25	19,40	24,98	34,97

Giải: Đầu tiên ta tính $y(t) = \lg A(t)$. Ví dụ tính $y(1) = \lg A(1) = \lg 10^6 \cdot 7,34 \approx 6,866$. Sau đó điền kết quả vào bảng 3.2:

Bảng 3.2

t	1	2	3	4	5	6	7
A(t) (10 ⁶ kWh)	7,34	11,43	14,25	16,25	19,40	24,98	34,97
y(t)=lgA(t)	6,866	7,058	7,154	7,211	7,288	7,398	7,544

Giả sử ta chọn hàm $A(t) = A_0 C^t$, như vậy $y(t) = \lg A(t) = \lg A_0 + t \cdot \lg C$ hay theo (3-6) ta có:

$$y(t) = a + bt$$

trong đó: $a = \lg A_0$

$$b = \lg C$$

Cần phải kiểm định giả thiết này theo các bước sau:

a) Tính hệ số tương quan giữa y và t : Theo (3-4) ta có:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n [(A_i - \bar{A})(t_i - \bar{t})]}{\sqrt{[\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})^2] [\sum_{i=1}^n (t_i - \bar{t})^2]}} = \frac{\sum_{i=1}^n [(y_i - \bar{y})(t_i - \bar{t})]}{\sqrt{[\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2] [\sum_{i=1}^n (t_i - \bar{t})^2]}}$$

Với:

$$\bar{t} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i = 4$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i = 7,217$$

thay số vào ta có $r = 0,987$

b) Kiểm định giả thiết của hàm tuyến tính theo τ :

Vì $n < 25$ nên theo (3-5) ta có $\tau = 13,864 > \tau_{0,05,5} = 2,571$.

Như vậy quan hệ trên là có thể chấp nhận được.

c) Lập hệ phương trình xác định a và b theo phương pháp bình phương cực tiểu. Từ hệ phương trình (3-14) ta có:

$$\begin{cases} na + (\sum t_i) b = \sum y_i \\ (\sum t_i) a + (\sum t_i^2) b = \sum y_i t_i \end{cases}$$

trong đó:

$$\sum t_i = 1+2+3+4+5+6+7 = 28$$

$$\sum t_i^2 = 140$$

$$\sum t_i y_i = \sum (\lg A_i) t_i = 204,476$$

$$\sum y_i = \sum \lg A_i = 50,531$$

thay vào ta được hệ phương trình sau:

$$\begin{cases} 7a + 28b = 50,531 \\ 28a + 140b = 204,476 \end{cases}$$

giải ra ta có: $a = 6,8 \rightarrow A_0 = 10^{6,8}$

$$b = 0,1 \rightarrow C = 10^{0,1}$$

Vậy hàm hồi qui có dạng: $A(t) = 10^{6,8} \cdot 10^{0,1t}$ kWh

Ứng với năm 2000 ta có $t = 19$ nên $A(19) = 10^{6,8} \cdot 10^{1,9} = 501,187 \cdot 10^6$ kWh

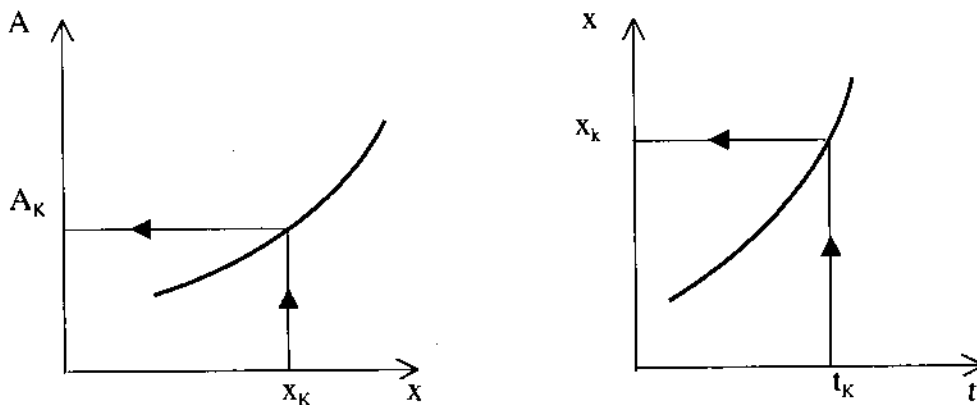
3.2.3. Phương pháp tương quan

Phương pháp tương quan dựa trên quan hệ giữa phụ tải điện (chủ yếu là điện năng) và các chỉ tiêu cơ bản của các ngành kinh tế quốc dân. Ví dụ quan hệ giữa điện và than, điện và thu nhập kinh tế quốc dân, điện và dân số ...

Để dự báo theo phương pháp này phải tiến hành theo hai bước:

1- Xác định quan hệ tương quan giữa điện [A] và chỉ tiêu cần xét [x]

2- Xác định quan hệ giữa các chỉ tiêu đó với thời gian t. Sau đó trên cơ sở dự báo phát triển của chỉ tiêu trên theo thời gian, tính ra nhu cầu điện theo quan hệ tương quan (Hình 3 - 3):



Hình 3-3.

Quan hệ tương quan giữa A và x được xác định tương tự như xác định hàm dự báo điện năng theo thời gian đã trình bày ở trên.

Trước hết hãy xét xem có thể sử dụng quan hệ tương quan tuyến tính hay không. Để làm được việc đó ta phải tiến hành các bước như sau:

- Đầu tiên ta tính hệ số tương quan r:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})(x_i - \bar{x})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})^2 \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}}$$

- Tiếp theo tính giá trị của hệ số τ theo công thức (3-4) và (3-5) như sau:

Nếu $n < 25$:

$$\tau = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}}$$

Nếu $n \geq 25$ thì:

$$\tau = \frac{r\sqrt{n-1}}{\sqrt{1+r^2}}$$

Sau đó tra bảng Student (Phụ lục 1) ứng với mức ý nghĩa α và số bậc tự do f ta tra ra giá trị $\tau_{\alpha f}$. So sánh τ và $\tau_{\alpha f}$ để kiểm tra quan hệ đó có thể chấp nhận là quan hệ tuyến tính hay không. Nếu quan hệ đó không phải là quan hệ tuyến tính thì ta lại phải giả thiết nó là một quan hệ phi tuyến nào đó để rồi lại tuyến tính hoá bằng cách lấy logarit. Sau khi xác định được quan hệ giữa A và x, ta phải dựa vào quan hệ giữa x và t đã biết để tìm ra quan hệ giữa A và t.

Quá trình tính toán được trình bày thông qua một ví dụ cụ thể sau:

Ví dụ:

Tương quan hai chiều giữa điện năng và sản lượng công nghiệp cho trong bảng 3.3.

Hãy xác định nhu cầu điện năng khi sản lượng công nghiệp đạt $20 \cdot 10^6$ đ

Bảng 3.3

Số TT	A (MWh)	$A_i - \bar{A}$	SLCN (10^6 đ) (x)	$x_i - \bar{x}$	$(\bar{A} - \bar{A})(x_i - \bar{x})$	$(A_i - \bar{A})^2$	$(x_i - \bar{x})^2$	x^2	xA
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1	2,7	-1,68	6,7	-2,84	4,77	2,82	8,07	44,89	18,09
2	2,8	-1,58	6,9	-2,64	4,17	2,50	6,97	47,61	19,32

Bảng 3.3 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
3	2,9	-1,48	7,2	-2,34	3,46	2,19	5,48	51,84	20,88
4	3,0	-1,38	7,6	-1,94	2,67	1,90	3,76	57,76	22,80
5	3,2	-1,18	8,4	-1,14	1,34	1,39	1,30	70,56	26,88
6	3,4	-0,98	8,8	-0,74	0,72	0,96	0,55	77,44	29,92
7	4,0	-0,38	9,1	-0,44	0,17	0,14	0,19	82,81	36,40
8	4,8	0,42	9,8	0,26	0,11	0,18	0,07	96,04	47,04
9	5,0	0,62	10,5	0,96	0,6	0,39	0,92	110,25	52,50
10	5,2	0,82	10,8	1,26	1,04	0,67	1,59	116,64	56,16
11	5,4	1,02	11,3	1,76	1,8	1,04	3,10	127,69	61,02
12	5,7	1,32	11,8	2,26	2,99	1,75	5,11	139,24	67,26
13	6,2	1,82	12,1	2,56	4,67	3,31	6,58	146,41	75,02
14	7,0	2,62	12,5	2,96	7,76	6,86	8,76	156,25	87,50
Σ	61,3		133,5		36,26	26,10	52,43	1325,4	620,8

Từ bảng 3-3 ta có thể tính được:

$$\left. \begin{aligned} \bar{x} &= \frac{\sum x_i}{n} = \frac{133,5}{14} = 9,54 \\ \bar{A} &= \frac{\sum A_i}{n} = \frac{61,3}{14} = 4,38 \end{aligned} \right\} \rightarrow r = \frac{\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})(x_i - \bar{x})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (A_i - \bar{A})^2 \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}} = \frac{36,2}{\sqrt{26,10 \cdot 52,43}} = 0,98$$

$$\tau = \frac{0,98\sqrt{14-2}}{\sqrt{1-0,98^2}} = \frac{0,98 \cdot 3,46}{0,199} = 17,06$$

Với $\alpha=0,05$; $f=14-2 = 12$ tra bảng được $\tau_{0,05,12} = 2,18$

Như vậy $\tau > \tau_{0,05,12}$ và ta có thể chấp nhận tương quan tuyến tính $A = a + bx$.

Bước tiếp theo tính các thông số a và b trong hàm tương quan giữa điện năng tiêu thụ A và sản lượng công nghiệp x bằng phương pháp bình phương cực tiểu. Từ quan hệ giữa A và x:

$$A = a + bx$$

Theo (3-12) và (3-13) ta có:

$$\begin{cases} na + b \sum x_i = \sum A_i \\ a \sum x_i + b \sum x_i^2 = \sum x_i A_i \end{cases}$$

Thay số vào ta có:

$$\begin{cases} 14a + 133,5b = 61,3 \\ 133,5a + 1325,4b = 620,8 \end{cases}$$

Giải ra ta được: $a = -2,22$

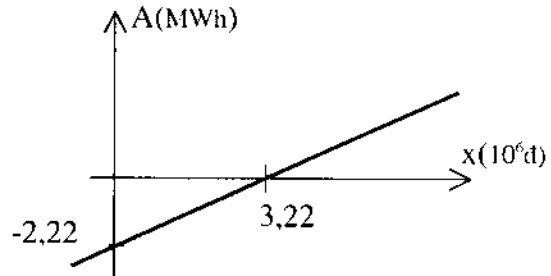
$$b = 0,69$$

Như vậy: $A = -2,22 + 0,69x$

Khi sản lượng công nghiệp đạt $20 \cdot 10^6$ đ ta có:

$$A = -2,22 \cdot 0,69 \cdot 20 = 11,58 \text{ MWh}$$

Kết quả được trình bày trên hình 3-4. Từ quan hệ $A(x)$ nếu biết quan hệ $x(t)$ ta có thể tìm được quan hệ $A(t)$.



Hình 3.4.

3.2.4. Phương pháp dự báo bằng phân tích quá trình

Phương pháp này giúp ta thấy được khuynh hướng phát triển của nhu cầu và sơ bộ cân đối nhu cầu này với nhịp độ phát triển của nền kinh tế quốc dân nói chung. Người ta đưa ra một hệ số gọi là hệ số vượt trước. Nó chính là tỉ số giữa nhịp độ phát triển năng lượng điện với nhịp độ phát triển của toàn bộ nền kinh tế quốc dân.

Ví dụ trong 5 năm từ 1950 đến 1955 sản lượng công nghiệp của Liên Xô (cũ) tăng từ 100 lên 185% còn sản lượng điện năng cũng cùng thời gian đó tăng 186,5%.

Như vậy hệ số vượt trước sẽ là:

$$K = \frac{186,5}{185} \cdot 100\% \approx 101\% = 1,01$$

Cũng trong 5 năm đó, ở Mĩ hệ số vượt trước là 1,25 còn ở Nhật là 0,69. Đối với các nước đang phát triển hệ số này vào khoảng 1,1. Ở nước ta, từ 1955 đến 1960 hệ số vượt trước là 0,81. Từ 1960 đến 1965 hệ số vượt trước là 1,13.

Nói chung, phương pháp này chỉ nói lên một xu thế phát triển với một độ chính xác nào đó để tham khảo. Xu thế đó còn chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố khác làm cho nó thay đổi như sau:

- Do đổi mới công nghệ và đổi mới quản lí nên suất tiêu hao điện năng đối với nhiều sản phẩm công nghiệp ngày càng giảm xuống.

- Do điện năng ngày càng được sử dụng rộng rãi trong các ngành kinh tế quốc dân và ở các địa phương nên nhu cầu lại có thể tăng nhanh.

- Do cơ cấu kinh tế không ngừng thay đổi.

3.2.5. Phương pháp chuyên gia

Trong những năm gần đây nhiều nước đã áp dụng phương pháp chuyên gia có trọng số, dựa trên cơ sở hiểu biết sâu sắc của các chuyên gia về các lĩnh vực của các ngành để dự báo các chỉ tiêu kinh tế.

Trong ngành năng lượng, người ta cũng dùng phương pháp này để dự báo nhu cầu điện năng của nước mình.

Đây là bài toán cần phải lựa chọn lời giải trong điều kiện đa chỉ tiêu và bất định nên thường được thực hiện bởi cá nhân quyết định có tham khảo ý kiến của hội đồng tư vấn. Việc lấy ý kiến của từng chuyên gia và đánh giá tổng hợp các ý kiến đó phải tiến hành theo những thủ tục như sau:

Các chuyên gia cho điểm theo từng tiêu chuẩn (mỗi tiêu chuẩn có hệ số riêng) theo một thang điểm thống nhất. Sau đó cán bộ nghiên cứu có trách nhiệm xử lí tổng hợp các đánh giá của các chuyên gia theo một qui tắc nhất định. Dưới đây nêu một vài qui tắc:

a - Nếu tất cả các chuyên gia đều có trình độ được coi như ngang nhau. Trong trường hợp này, đánh giá tổng hợp sẽ là trung bình số học.

b - Nếu trình độ của mỗi chuyên gia là ngang nhau thì đánh giá bằng cho điểm về trình độ thành thạo của các chuyên gia theo hai cách:

+ Chỉ đánh giá về mình.

+ Đánh giá về mọi người trừ mình.

Trong trường hợp thứ hai ta sẽ lấy các đánh giá trung bình. Điểm các tiêu chuẩn của các chuyên gia sẽ được nhân lên với trọng số về sự thành thạo của các chuyên gia và sau đó sẽ được đánh giá tổng hợp.

Để loại bớt các sai số, khi cộng điểm đánh giá đối với các tiêu chuẩn, người ta loại bỏ các đánh giá cực đoan cao nhất và thấp nhất đối với mỗi tiêu chuẩn.

Phương pháp cho điểm này thường được ứng dụng trong các trường hợp so sánh các tiêu chuẩn đơn giản, không cần phải phân nhỏ thành các tiêu chuẩn cấp thấp hơn. Nếu các tiêu chuẩn mà phức tạp (ví dụ tiêu chuẩn độ tin cậy) thì trước hết phải phân thành các tiêu chuẩn đơn giản hơn và sẽ đánh giá đối với các tiêu chuẩn này. Sau đó sẽ chuyển về đánh giá các tiêu chuẩn ban đầu.

§3.3. DỰ BÁO ĐỒ THỊ PHỤ TẢI

3.3.1. Các đặc trưng của đồ thị phụ tải

3.3.1.1. Đồ thị phụ tải ngày đêm

Đồ thị phụ tải của các ngày trong tuần không giống nhau.

Trong một tuần lễ có bốn loại đồ thị phụ tải:

- Đồ thị phụ tải ngày làm việc bình thường (thứ ba, tư, năm).
- Đồ thị phụ tải thứ sáu.
- Đồ thị phụ tải thứ bảy và chủ nhật.
- Đồ thị phụ tải thứ hai.

Các đặc trưng của đồ thị phụ tải ngày đêm:

- P_{\max} , P_{\min} , Q_{\max} , Q_{\min} , $\cos\varphi_{tb}$, A_{P24} , A_{Q24}
- Hệ số điền kín đồ thị phụ tải:

$$\gamma_P = A_{P24} / 24P_{\max}$$

$$\gamma_Q = A_{Q24} / 24Q_{\max}$$

3.3.1.2. Đồ thị phụ tải năm

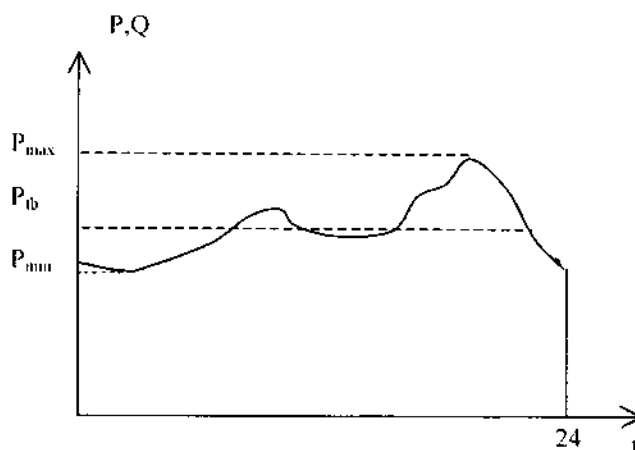
Các đặc trưng của đồ thị phụ tải năm:

- Thời gian sử dụng công suất cực đại

$$T_{\max P} = A_P / P_{\max}; T_{\max Q} = A_Q / Q_{\max}$$

- Tgφ trung bình:

$$Tg\varphi_{tb} = A_P / A_Q$$



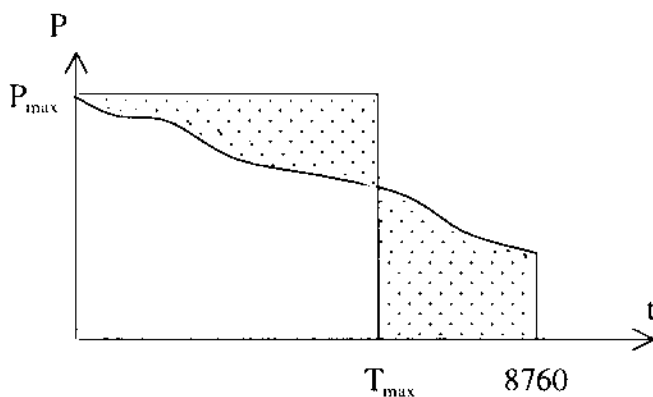
Hình 3.5. Đồ thị phụ tải ngày.

trong đó: $A_P = A_{P24} \cdot K_P \cdot n_C$;

$$A_Q = A_{Q24} \cdot K_Q \cdot n_C$$

K_P, K_Q là hệ số tính đến sự không giống nhau của đô thị phụ tải;

n_C là số ngày làm việc trong năm.

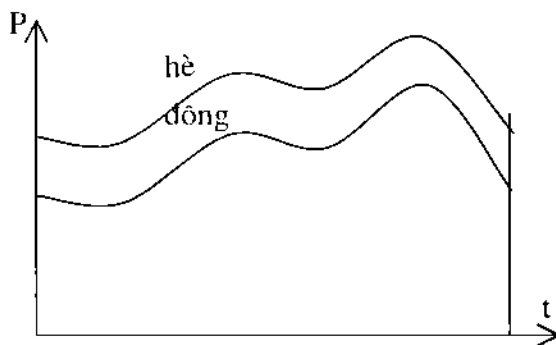


Hình 3.6. Đô thị phụ tải năm kéo dài.

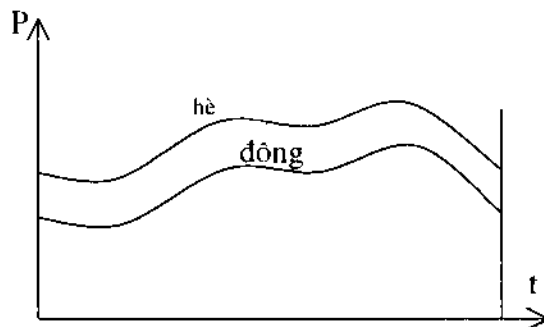
3.3.2. Các yếu tố ảnh hưởng đến đô thị phụ tải

3.3.2.1. Thành phần các ngành trong nền kinh tế quốc dân tham gia vào đô thị phụ tải

Thành phần của các ngành trong nền kinh tế quốc dân tham gia vào đô thị phụ tải có ảnh hưởng rất lớn đến hình dáng của đô thị phụ tải, đặc biệt là tỉ lệ giữa phụ tải công nghiệp và phụ tải dân dụng.



Hình 3.7. Tỉ lệ dân dụng cao. 24



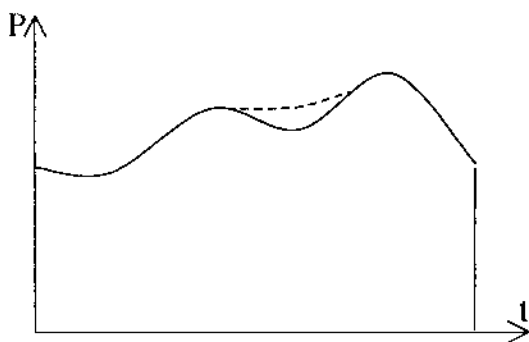
Hình 3.8. Tỉ lệ công nghiệp cao. 24

Trên hình 3 - 7 là đồ thị phụ tải với tỉ lệ phụ tải dân dụng cao. Khi đó cực đại của buổi tối lớn hơn cực đại của buổi sáng. Tỉ lệ đó càng rõ rệt về mùa hè. Phụ tải min bằng (50-60)% phụ tải max.

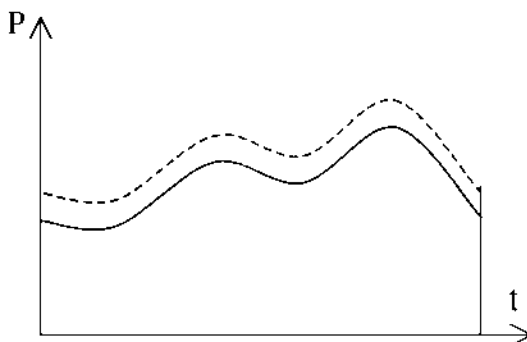
Trên hình 3 - 8 là đồ thị phụ tải với tỉ lệ phụ tải công nghiệp cao. Công suất cực đại sáng và tối gần bằng nhau. Phụ tải min bằng (70-80)% phụ tải max.

3.3.2.2. Yếu tố thời tiết

Thời tiết có ảnh hưởng đến hình dáng của đồ thị phụ tải. Hai yếu tố của thời tiết có ảnh hưởng nhiều nhất đến đồ thị phụ tải là ánh sáng và nhiệt độ không khí.



Hình 3.9.



Hình 3.10.

Trên hình 3 - 9 biểu diễn đồ thị phụ tải khi trời (đường nét đứt) và khi trời sáng (đường nét liền). Còn trên hình 3 - 10 là đồ thị phụ tải khi trời nóng (đường nét đứt) và khi trời lạnh (đường nét liền).

Chế độ phụ tải cực đại và chế độ phụ tải cực tiểu là những yếu tố rất quan trọng khi thiết kế và vận hành hệ thống điện. Công suất cực đại có liên quan đến độ dự trữ công suất, còn công suất cực tiểu lại có liên quan đến độ linh hoạt của các nhà máy điện. Thường tỉ lệ giữa công suất cực tiểu và công suất cực đại là:

$$P_{\min} / P_{\max} \approx 0,5-0,8 \quad (\text{ở Việt Nam tỉ lệ này cỡ } 0,4)$$

Có nhiều phương pháp xây dựng đồ thị phụ tải, ta sẽ lần lượt nghiên cứu một số phương pháp chính hay dùng nhất.

3.3.3. Xây dựng đồ thị phụ tải bằng trị số trung bình theo chuỗi thời gian

Đây là phương pháp thường dùng nhất để xây dựng đồ thị phụ tải. Ưu điểm của nó là khá chính xác nhưng nhược điểm là lượng thông tin lưu trữ lớn, khối lượng tính toán nhiều.

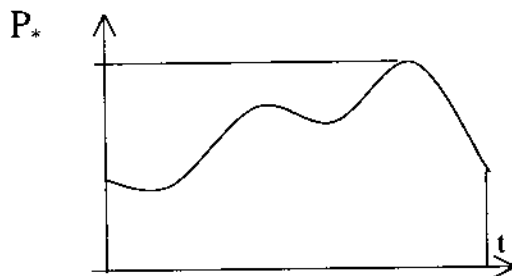
3.3.3.1. Phương pháp thống kê

Nội dung của phương pháp thống kê là dựa trên các số liệu thống kê của đồ thị phụ tải trong quá khứ, áp dụng thuật toán ngoại suy để tìm đồ thị phụ tải trong tương lai. Để thuận tiện trong quá trình tính toán, đồ thị phụ tải được qui đổi về hệ đơn vị tương đối, lấy công suất trung bình ngày đêm P_{tb24} làm cơ sở.

Đồ thị giờ thứ i của ngày đêm được qui đổi theo biểu thức:

$$P_i = \frac{P_i}{P_{tb24}} 100 \% \quad (i = 1 \div 24)$$

Muốn dự báo đồ thị phụ tải của một ngày nào đó trong tương lai (ví dụ ngày thứ hai chẳng hạn), ta lấy tất cả đồ thị phụ tải của ngày đó trong quá khứ rồi ngoại suy công suất tương đối từng giờ một, ta được dáng điệu đồ thị phụ tải của ngày cần dự báo (hình 3 - 11). Sau đó kết hợp với năng lượng yêu cầu A_i của ngày cần dự báo ta sẽ tính được đồ thị phụ tải thực trong đơn vị có tên theo các công thức sau:



Hình 3.11.

24

$$P_{tb24} = A_i / 24$$

$$P_i = P_{tb24} \cdot P_i^*$$

3.3.3.2. Phương pháp đồ thị mẫu

Phương pháp đồ thị mẫu là phương pháp sử dụng các thông số đã được tính toán sẵn theo mùa và theo từng vùng khí hậu để xây dựng các đồ thị phụ tải theo các giá trị trung bình trong giải của các giá trị có thể tồn tại của thời gian quan sát.

Phương pháp đồ thị mẫu cho phép tính các giá trị đặc trưng của phụ tải.

Có thể tóm tắt phương pháp bằng các thủ tục như sau:

a. Khi xây dựng đồ thị phụ tải năm

+ Xác định thời gian sử dụng công suất cực đại trung bình cho các tháng mùa hè của các phụ tải thuộc các khu vực kinh tế như: công nghiệp, giao thông vận tải, nông nghiệp, động lực phi công nghiệp ...

$$\bar{T}_{\max}^{KT} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i}{\sum_{i=1}^n P_{i\max}}$$

trong đó:

A_i là điện năng tiêu thụ của khu vực kinh tế thứ i ,

$P_{i\max}$ là công suất cực đại của khu vực kinh tế thứ i ,

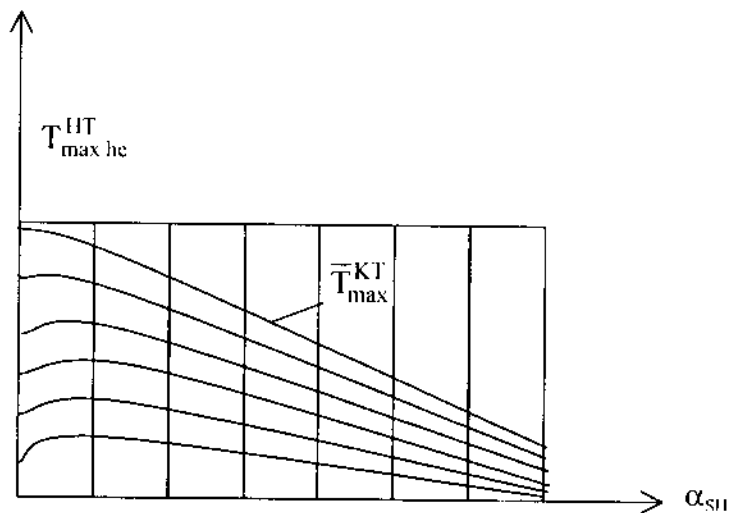
n là số khu vực kinh tế trong nền kinh tế.

+ Xác định tỉ trọng thành phần phụ tải sinh hoạt trong tổng điện năng tiêu thụ của toàn hệ thống điện:

$$\alpha_{SH} \% = \frac{A_{SH}}{\sum_{i=1}^n A_i} 100\%$$

trong đó: A_{SH} là điện năng tiêu thụ cho sinh hoạt

+ Tìm thời gian sử dụng công suất cực đại của toàn hệ thống điện vào mùa hè, vì đó thường là thời điểm cao nhất trong năm (hình 3.12):



Hình 3.12.

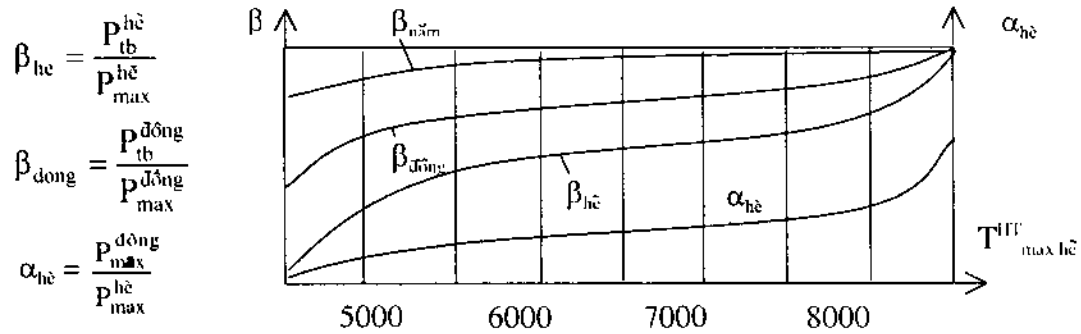
$$T_{\max \text{ hệ}}^{\text{HT}} = f(\bar{T}_{\max}^{\text{KT}}; \alpha_{\text{SH}}; \text{vũng})$$

+ Xác định công suất cực đại của toàn hệ thống vào mùa hè:

$$P_{\max}^{\text{hè}} = \frac{A_{\text{HT}}}{T_{\max \text{ hệ}}^{\text{HT}}}$$

trong đó: A_{HT} là điện năng tiêu thụ của hệ thống trong mùa hè.

+ Tìm các hệ số mật độ đô thị phụ tải $\beta_{\text{hè}}$, $\beta_{\text{đông}}$ và hệ số suy giảm đô thị phụ tải giữa mùa hè và mùa đông $\alpha_{\text{hè}}$ (hình 3.13):



Hình 3.13.

+ Tính phụ tải cực đại của những ngày làm việc ở từng tháng trong năm có xét đến khả năng nhu cầu phát triển của từng năm:

$$P_{\max}(t) = \frac{2a}{K'+1} + \frac{a|K'-1|}{b(K'+1)} t + b \cos(30t - 15)$$

trong đó: $P_{\max}(t)$ là phụ tải cực đại tháng thứ t ($t=1 \div 12$):

$$a = \frac{P_{\max}^{\text{hè}} + P_{\max}^{\text{đông}}}{2} = P_{\max}^{\text{hè}} \frac{1 + \alpha_{\text{hè}}}{2}$$

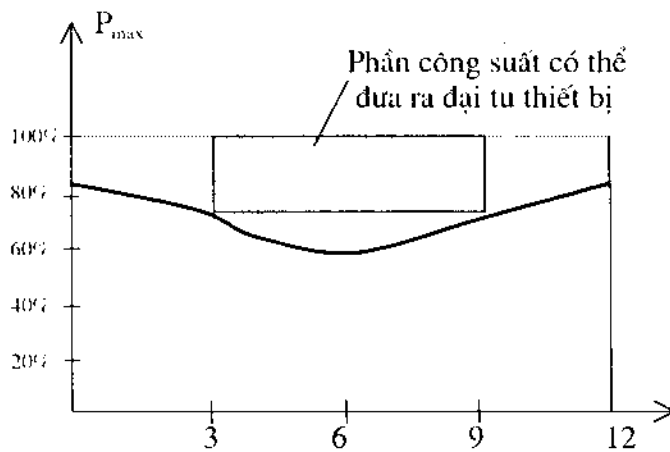
$$b = \frac{P_{\max}^{\text{hè}} - P_{\max}^{\text{đông}}}{2} = P_{\max}^{\text{hè}} \frac{1 - \alpha_{\text{hè}}}{2}$$

$$K' = \frac{P_{\max}^{\text{he}} \cdot 2K_p - b}{P_{\max}^{\text{he}} \cdot \frac{2}{1 - K_p} - b}$$

$$K_p = (t_2 - t_1) \sqrt{\frac{P_{12}}{P_{11}}}$$

K_p là hệ số tăng trưởng phụ tải hàng năm.

Đồ thị phụ tải năm (hình 3.14) dùng để lập kế hoạch sửa chữa thiết bị nhà máy điện và trạm phân phối.



Hình 3.14. Đồ thị phụ tải năm.

b. Xây dựng đồ thị phụ tải ngày

Tính giá trị công suất trung bình trong từng giờ của ngày làm việc mùa đông hoặc mùa hè theo giá trị các hệ số $\beta_{\text{đông}}^*$ và $\beta_{\text{hè}}^*$:

$$P_{\text{tb}}^{\text{đông}}(t) = \beta_{\text{đông}}^*(t) \cdot P_{\max}^{\text{đông}} \quad t = 0 \div 23$$

$$P_{\text{tb}}^{\text{hè}}(t) = \beta_{\text{hè}}^*(t) \cdot P_{\max}^{\text{hè}} \quad t = 0 \div 23$$

trong đó:

$$\beta_{\text{đông}}^* = f(\beta_{\text{đông}}; \text{giờ}; \text{vùng})$$

$$\beta_{\text{hè}}^* = f(\beta_{\text{hè}}; \text{giờ}; \text{vùng})$$

$\beta^*_{\text{đm}} và \beta^*_{\text{hc}}$ có thể tra bảng.

§3.4. MỘT SỐ CƠ SỞ DỮ LIỆU DÙNG CHO DỰ BÁO

Cơ sở dữ liệu dùng cho dự báo bao gồm hai nhóm như sau:

1. Dữ liệu về kinh tế - xã hội:

- GDP và giá trị gia tăng.
- Mức tăng dân số.
- GDP tính theo đầu người.
- Tỷ giá hối đoái.
- Mức độ lạm phát.
- Mức độ điện khí hoá.
- Hệ thống giao thông vận tải.
- Giá năng lượng trong và ngoài nước.

2. Dữ liệu về các ngành năng lượng

- Than: trữ lượng, sản lượng, nhu cầu, giá cả trong và ngoài nước và khả năng xuất khẩu.
- Dầu, khí: trữ lượng, sản lượng, nhu cầu, giá cả, khả năng chế biến và khả năng xuất nhập khẩu.
- Điện: Công suất các nhà máy điện, biểu đồ phụ tải, tổn thất, tự dùng và khả năng xuất nhập khẩu.
- Thủy năng: Thông số của các nhà máy thủy điện đang hoạt động trong hệ thống và thông số của các nhà máy thủy điện mới có dự kiến đưa vào để xem xét, lượng nước trung bình hàng tháng và lượng nước trung bình hàng năm của từng con sông.
- Năng lượng nguyên tử: Trữ lượng và sản lượng các mỏ uranium và plutonium, khả năng nhập khẩu nhiên liệu hạt nhân, khả năng xây dựng các nhà máy điện nguyên tử.
- Năng lượng mới và tái sinh: khả năng sử dụng năng lượng mặt trời, khả năng xây dựng các nhà máy địa nhiệt, các nhà máy phong điện.

Chương 4

ÁP DỤNG CÁC MÔ HÌNH TOÁN HỌC ĐỂ GIẢI BÀI TOÁN QUI HOẠCH

§4.1. KHÁI NIỆM VỀ BÀI TOÁN QUI HOẠCH

4.1.1. Bài toán qui hoạch tổng quát

Bài toán qui hoạch tổng quát được phát biểu như sau:

Xác định tập giá trị các biến: $X = \{ x_1, x_2, \dots, x_n \}$

Sao cho hàm $f(X) \rightarrow \min (\max)$ (4-1)

đồng thời thoả mãn các điều kiện $g_i(X) (\leq; =; \geq) b_i$ ($i = 1, 2, \dots, m$) (4-2)

$$x_j \in X \subset R^n. (j = 1, 2, \dots, n)$$

được gọi là 1 bài toán qui hoạch.

Hàm $f(X)$ gọi là hàm mục tiêu.

Các hàm $g_i(X)$; ($i = 1, 2, \dots, m$) được gọi là các ràng buộc.

Tập hợp $D = \{x_j \in X; g_i(X) (\leq; =; \geq) b_i\}$ ($i = 1 \dots m, j = 1 \dots n$) gọi là miền ràng buộc.

Mỗi điểm $X = \{ x_1, x_2, \dots, x_n \} \in D$ gọi là 1 phương án (PA).

Một PA có: $X^* \in D$ đạt cực đại hay cực tiểu của hàm mục tiêu.

Cụ thể: $f(X^*) \leq f(X), \forall X \in D$ (đối với bài toán min)

$f(X^*) \geq f(X), \forall X \in D$ (đối với bài toán max)

được gọi là lời giải tối ưu.

Khi đó giá trị $f(X^*)$ được gọi là giá trị tối ưu hoá của bài toán qui hoạch.

4.1.2. Phân loại bài toán qui hoạch

Một trong những phương pháp giải bài toán được đặt ra là phương pháp duyệt toàn bộ, tìm giá trị hàm mục tiêu của tất cả các phương án có thể trong miền ràng buộc. Sau đó so sánh

các giá trị tính được của hàm mục tiêu $f(X)$ để tìm ra giá trị tối ưu và phương án tối ưu của bài toán qui hoạch. Tuy nhiên cách giải quyết này khó có thể thực hiện được, ngay cả khi kích thước bài toán không lớn lắm (số biến n và số ràng buộc m là không lớn) bởi vì tập D thông thường gồm một số rất lớn các phần tử, trong nhiều trường hợp còn không đếm được.

Vì vậy cần có những nghiên cứu lý thuyết để có thể tách bài toán tổng quát thành những bài toán có thể giải được. Các nghiên cứu lý thuyết đó thường là nghiên cứu các tính chất của các thành phần bài toán (hàm mục tiêu, hàm ràng buộc, các biến số, các hệ số). Các điều kiện tồn tại lời giải chấp nhận được, các điều kiện cần và đủ của cực trị, tính chất của các đối tượng nghiên cứu.

Các tính chất của các thành phần bài toán và đối tượng nghiên cứu giúp ta phân loại bài toán.

Một bài toán qui hoạch được gọi là bài toán:

+ Qui hoạch tuyến tính nếu hàm mục tiêu $f(X)$ và tất cả các hàm ràng buộc $g_i(X)$; $i = 1, 2, \dots, m$ là tuyến tính:

$$f(X) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \min (\max) \quad (4-3)$$

$$g_i(X) = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j (\leq; =; \geq) b_i \quad (4-4)$$

$$i = \overline{1, m}$$

trong đó C_j, a_{ij}, b_i là các hằng số.

+ Qui hoạch tham số nếu các hệ số trong biểu thức hàm mục tiêu và các ràng buộc phụ thuộc tham số.

+ Qui hoạch động nếu đối tượng xét là các quá trình có nhiều giai đoạn nói chung hay các quá trình phát triển theo thời gian nói riêng. Mô hình qui hoạch động thường được coi là công cụ tương đối vạn năng. Để giải bài toán (4-1), (4-2) người ta rời rạc hoá các giá trị của biến. Thực chất của phương pháp này là liệt kê, lựa chọn có quy tắc tổ hợp giá trị (rời rạc) của các biến thoả mãn (4-2) sao cho giá trị của hàm mục tiêu (4-1) đạt cực trị. Mỗi tổ hợp của các biến thoả mãn (4-2) còn được gọi là phương án chấp nhận được. Đối với bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện số phương án chấp nhận được thường rất lớn. Do đó bước đầu tiên trước khi thực hiện liệt kê lựa chọn cần loại trừ bớt các phương án có thể là không khả thực, khi đó lại hạn chế nhiều đến tính tối ưu của lời giải. Ngoài ra mô hình qui hoạch động đòi hỏi những thuật toán

phức tạp, công cụ tính toán hiện đại, và đặc biệt cần phải đưa vào một số lượng lớn các số liệu ban đầu.

+ Qui hoạch phi tuyến nếu như hoặc $f(X)$ hoặc có ít nhất 1 trong các hàm $g(X)$ là phi tuyến. Về nguyên tắc qui hoạch phi tuyến cho phép mô phỏng bài toán qui hoạch phát triển hệ thống điện chính xác hơn. Tuy nhiên khó khăn chủ yếu của mô hình lại nằm trong các phương pháp giải. Cho đến nay chưa có một phương pháp chung hiệu quả nào cho phép giải trọn vẹn bài toán (4-1), (4-2) trong trường hợp phi tuyến. Trong trường hợp này để tìm cực trị hàm (4-1) thoả mãn ràng buộc (4-2) thường phải dùng các phương pháp lặp, phổ biến nhất là dùng phương pháp tuyến tính hoá và phương pháp Gradient. Ngoài ra còn có thể sử dụng phương pháp Lagrange và phương pháp hàm phạt.

+ Qui hoạch rời rạc nếu miền ràng buộc D là tập rời rạc. Trong trường hợp riêng khi các biến chỉ nhận giá trị nguyên ta có qui hoạch nguyên. Một trường hợp riêng của qui hoạch nguyên là qui hoạch biến Boole, khi các biến số chỉ nhận giá trị 0 hay 1.

+ Qui hoạch đa mục tiêu nếu trên cùng 1 miền ràng buộc ta xét đồng thời các hàm mục tiêu khác nhau.

Các phương pháp kể trên có nhược điểm chung là không đảm bảo được tính hội tụ chắc chắn. Thông thường tính hội tụ đảm bảo được khi các giá trị đầu của lời giải lựa chọn được gần với lời giải tối ưu. Nhược điểm quan trọng khác của phương pháp giải bài toán qui hoạch phi tuyến là không đảm bảo lời giải tối ưu toàn cục. Nhược điểm càng tăng khi số biến cần tìm của bài toán càng nhiều. Như vậy, do tính phức tạp nhiều yếu tố của bài toán qui hoạch phi tuyến nên mô hình qui hoạch phi tuyến thường được đưa về bài toán qui hoạch tuyến tính.

§4.2. QUI HOẠCH TUYẾN TÍNH

4.2.1. Đặt bài toán

Ta thông qua hai thí dụ để minh hoạ cho bài toán qui hoạch tuyến tính.

1. Thí dụ 1: Bài toán tiết kiệm than ở các nhà máy điện

Một nhà máy điện có thể dùng 4 loại than để sản xuất điện. Biết lượng điện năng yêu cầu hàng năm của nhà máy là A [MWh]. Suất tiêu hao than của loại than thứ i là q_i [kg/MWh] ($i=1,2,3,4$). Giá thành sản xuất điện năng của loại than i là c_i [đ/MWh] ($i=1,2,3,4$). Lượng than loại i cung cấp hàng năm để sản xuất điện không được vượt quá Q_i ; Tổng lượng than của cả 4 loại cung cấp hàng năm để sản xuất điện không được vượt quá Q_2 . Cần xác định lượng

điện năng được sản xuất hàng năm từ từng loại than để đạt cực tiểu về chi phí sản xuất điện năng.

Nếu gọi lượng điện năng được sản xuất hàng năm từ loại than thứ i là x_i [MWh]; $i=1,2,3,4$, thì bài toán có thể được trình bày như sau:

Xác định $X=\{ x_1, x_2, x_3, x_4 \}$ sao cho:

$$f(X) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + c_4x_4 \rightarrow \min$$

Với các ràng buộc:

$$x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = A$$

$$q_1x_1 + q_2x_2 + q_3x_3 + q_4x_4 \leq Q_2$$

$$q_1x_1 \leq Q_1$$

$$q_2x_2 \leq Q_2$$

$$q_3x_3 \leq Q_3$$

$$q_4x_4 \leq Q_4$$

$$x_i \geq 0 \quad (i=1,2,3,4)$$

2. *Thí dụ 2:* Bài toán xác định thời gian tối ưu sử dụng công suất cực đại.

Một hệ thống điện gồm ba nhà máy nhiệt điện có công suất đặt tương ứng P_1, P_2, P_3 . Tổng điện năng của cả ba nhà máy sản xuất ra hàng năm là A . Giả thiết rằng giá thành sản xuất điện năng tại mỗi nhà máy điện là hằng số và bằng c_1, c_2, c_3 [đ/MWh]. Cần xác định thời gian tối ưu sử dụng công suất cực đại $T_{max,i}$ của mỗi nhà máy, nhằm đạt cực tiểu chi phí hàng năm về sản xuất điện năng của toàn hệ thống. Biết rằng $T_{max,i} \leq 7000$ h ($i=1,2,3$).

Nếu đặt $x_i = T_{max,i}$ ($i=1,2,3$) thì bài toán có thể được trình bày như sau:

Xác định $X=\{ x_1, x_2, x_3 \}$ sao cho

$$f(X) = P_1c_1x_1 + P_2c_2x_2 + P_3c_3x_3 \rightarrow \min$$

Với các ràng buộc

$$P_1x_1 + P_2x_2 + P_3x_3 = A$$

$$x_1 \leq 7000$$

$$x_2 \leq 7000$$

$$x_3 \leq 7000$$

$$x_i \geq 0 \quad (i=1,2,3)$$

4.2.2. Các dạng bài toán qui hoạch tuyến tính

1. Dạng tổng quát

Bài toán có dạng tổng quát là bài toán như sau:

Tìm $X = \{ x_j \}_{j=\overline{1, n}}$ thoả mãn đồng thời các điều kiện sau:

$$1) f(X) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \min(\max) \quad (4-5)$$

$$2) g_i(X) = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j (\leq; =; \geq) b_i \quad (i = \overline{1, m}) \quad (4-6)$$

trong đó: $f(X)$ là hàm mục tiêu;

x_j là các ẩn;

c_j, a_{ij}, b_i là những hằng số tự do.

2. Dạng chính tắc

Bài toán có dạng chính tắc là bài toán như sau:

Tìm $X = \{ x_j \}_{j=\overline{1, n}}$ thoả mãn đồng thời các điều kiện sau:

$$1) f(X) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \min(\max) \quad (4-7)$$

$$2) g_i(X) = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j = b_i \quad (i = \overline{1, m}) \quad (4-8)$$

$$3) x_j \geq 0; b_i \geq 0 \quad (4-9)$$

Dạng chính tắc chặt chẽ hơn dạng tổng quát: điều kiện (4-8) bắt buộc phải là các phương trình; điều kiện (4-9) bắt buộc dấu của x_j và b_i là không âm.

Chú ý: Người ta có thể đưa dạng tổng quát về dạng chính tắc nếu gặp các trường hợp sau đây:

a) Trường hợp

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i$$

Khi đó ta thêm vào vế trái của phương trình một lượng ẩn $x_{n+i} > 0$ thì

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i \quad \rightarrow \quad \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j + (x_{n+i}) = b_i$$

b) Trường hợp

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i$$

Khi đó ta bớt đi vế trái của phương trình một lượng ẩn $x_{n+i} > 0$ thì:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i \quad \rightarrow \quad \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j - (x_{n+i}) = b_i$$

c) Trường hợp $x_j \leq 0$ thì đặt $t_j = -x_j \geq 0$

d) Trường hợp không biết dấu của ẩn x_i thì đặt $x_i = x_{j1} - x_{j2}$ trong đó $x_{j1} \geq 0; x_{j2} \geq 0$

Bài toán dạng tổng quát sẽ trở thành bài toán dạng chính tắc.

3. Dạng chuẩn tắc

Bài toán có dạng chuẩn tắc là bài toán như sau:

Tìm $X = \{ x_j \}, j = 1, \dots, n$ thỏa mãn đồng thời các điều kiện sau:

$$1) f(X) = \sum_{j=1}^n c_j x_j \rightarrow \min(\max)$$

$$2) g_i(X) = x_i + \sum_{h=1}^{n-m} a_{i,m+h} x_{m+h} = b_i \quad (i = \overline{1, m})$$

$$3) x_j \geq 0; b_i \geq 0$$

Ma trận hệ số của hệ phương trình ràng buộc có dạng sau:

$$1 \ 0 \ 0 \dots \ 0 \ a_{1,m+1} \ a_{1,m+2} \dots \ a_{1,n}$$

$$0 \ 1 \ 0 \dots \ 0 \ a_{2,m+1} \ a_{2,m+2} \dots \ a_{2,n}$$

$$0 \ 0 \ 1 \dots \ 0 \ a_{3,m+1} \ a_{3,m+2} \dots \ a_{3,n}$$

.....

$$0 \ 0 \ 0 \dots \ 1 \ a_{m,m+1} \ a_{m,m+2} \dots \ a_{m,n}$$

Như vậy có thể suy ra cách nhận biết dạng chuẩn tắc là ma trận hệ số của hệ phương trình ràng buộc kiểu $m \times n$ phải có chứa ma trận đơn vị cấp m .

Ví dụ: Xét bài toán sau có phải dạng chuẩn không ?

Xác định tập $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4, x_5\}$ sao cho :

$$f(X) = 2x_1 + 5x_2 + 4x_3 + x_4 - 5x_5 \rightarrow \min$$

Với các điều kiện ràng buộc như sau:

$$1) x_1 + 2x_2 + 4x_3 - 3x_5 = 152$$

$$2) 4x_2 + 2x_3 + x_4 + 3x_5 = 60$$

$$3) 3x_2 + 4x_5 + x_6 = 36$$

Với $x_j \geq 0$ ($j=1...6$)

Ma trận hệ số của hệ phương trình trên như sau:

$$\begin{bmatrix} 1 & 2 & 4 & 0 & -3 & 0 \\ 0 & 4 & 2 & 1 & 3 & 0 \\ 0 & 3 & 0 & 0 & 4 & 1 \end{bmatrix}$$

Cột 1,4,6 tạo nên ma trận đơn vị cấp 3 nên bài toán ở dạng chuẩn tắc.

Các ẩn tạo nên ma trận cấp 3 là x_1, x_4, x_6 và ta gọi chúng là các ẩn cơ bản.

Nếu có một phương án sao cho các ẩn không cơ bản đều bằng 0 tức là nếu gọi $x_i = b_i$ ($i=1,2,...,m$) là m ẩn cơ bản và $x_i = 0$ ($i=m+1,...,n$) là các ẩn không cơ bản thì ta sẽ có một phương án cơ bản là phương án như sau:

$$X_{cb} = \{b_1, b_2, b_3, \dots, b_m, 0, 0, \dots, 0\}$$

4.2.3. Phương pháp đơn hình

4.2.3.1. Tổng quan về phương pháp đơn hình

Phương pháp đơn hình dựa trên nhận xét sau: Nếu bài toán QHTT có phương án tối ưu thì có ít nhất một đỉnh của D là phương án tối ưu. D là đa diện lồi có 1 số hữu hạn đỉnh. Như vậy tồn tại thuật toán hữu hạn. Thuật toán gồm các bước sau:

Bước 1: Xây dựng bảng đơn hình xuất phát.

Tìm một phương án cực biên xuất phát X và cơ sở của nó A_j

* Xác định các số F_{jk} bởi hệ phương trình:

$$\sum_{j \in J} F_{jk} A_j = A_K. \quad (4-10)$$

* Đối với mỗi $K \notin J$ tính lượng: (ước lượng)

$$\Delta_K = \sum_{j \in J} F_{jk} C_j - C_K \quad (4-11)$$

* Tính giá trị hàm mục tiêu:

$$F_0 = \sum_{j \in J} c_j x_j \quad (4-12)$$

Bước 2: Kiểm tra tối ưu:

Nếu $\Delta_K / 0 \forall K \in J$ thì X là phương án tối ưu, dùng thuật toán. Trái lại chuyển sang bước 3.

Bước 3: Tìm vectơ đưa vào cơ sở. Có hai khả năng:

* $\exists K \in J$ sao cho $\Delta_K < 0$ và $x_{jk} \leq 0 \forall j \in J$ thì bài toán QHTT không có lời giải tối ưu. Dùng thuật toán.

* Với mỗi $K \notin J$ sao cho $\Delta_K < 0$ đều tồn tại $j \in J$.

$Z_{jk} > 0$ khi đó chọn chỉ số S theo tiêu chuẩn: $\Delta S = \min\{\Delta K \mid \Delta K < 0\}$

Bước 4: Tìm vectơ loại khỏi cơ sở. Xác định

$$\theta_S = \min \left\{ \frac{x_j}{Z_{rs}} \mid Z_{js} > 0 \right\} = \frac{x_r}{Z_{rs}} \quad (4-13)$$

Loại vectơ A_r ra khỏi cơ sở.

Bước 5: Chuyển sang phương án cực biên mới và cơ sở mới. Quay lên bước 2.

4.2.3.2. Thuật toán đơn hình

a. Thuật toán đơn hình chuẩn

Thuật toán đơn hình là phương pháp hoàn thiện dần lời giải, nghĩa là từ một lời giải cơ bản, thuật toán này cho phép đi nhanh nhất đến lời giải cơ bản tối ưu (nếu tồn tại).

Ta cần phải xác định số ẩn cơ bản, đó chính là m ẩn độc lập trong hệ phương trình ràng buộc, đồng thời thoả mãn cả hàm mục tiêu $f(X)$.

Thuật toán đơn hình càng phát huy được lợi thế của nó khi áp dụng cho những bài toán có kích thước lớn. Để đơn giản ta bắt đầu từ việc sử dụng thuật toán đơn hình để giải bài toán QHTT dạng chuẩn và không cần thêm các ẩn phụ cũng như các ẩn giả, thông qua thí dụ sau:

Thí dụ 2-1.

Xác định tập nghiệm $X = \{ x_1, x_2, x_3, x_4 \}$ thoả mãn đồng thời các điều kiện sau:

$$f(X) = 5x_1 + 2x_2 + 3x_3 + 4x_4 \rightarrow \min \quad (4-14)$$

$$x_1 - 2x_3 + 6x_4 = 12 \quad (4-15)$$

$$x_2 + 4x_3 + 3x_4 = 18 \quad (4-16)$$

$$x_j \geq 0; j = 1, 2, 3, 4 \quad (4-17)$$

Từ các điều kiện ràng buộc (4-15) và (4-16) ta thấy có hai ẩn cơ bản là x_1 và x_2 . Nếu cho các ẩn không cơ bản x_3 và x_4 nhận giá trị 0 thì ta có:

$$x_1 = 12; x_2 = 18 \text{ và thay vào (4-14) sẽ được giá trị } F(X) = 96.$$

Đây là phương án cơ bản thứ nhất, hoặc gọi là lời giải ở bước 1.

Để có thể thấy rõ được đường hướng của các bước tiếp theo ta biến đổi như sau:

Từ (4-15) và (4-16) ta có:

$$x_1 = 12 + 2x_3 - 6x_4$$

$$x_2 = 18 - 4x_3 - 3x_4$$

Nếu đem x_1 và x_2 thay vào (4-14):

$$f(X) = 5x_1 + 2x_2 + 3x_3 + 4x_4 = 96 + 5x_3 - 32x_4 \rightarrow \min \quad (4-18)$$

Lời giải bước 1 như sau:

$$x_1 = 12; x_2 = 18; x_3 = 0; x_4 = 0 \text{ và giá trị hàm mục tiêu sẽ là:}$$

$$F_1(X) = 96$$

Rõ ràng giá trị $F_1(x) = 96$ chưa phải là giá trị nhỏ nhất vì có thể tăng giá trị của x_4 để giảm $f(X)$. Từ đây thấy rằng dấu của các hệ số của các ẩn không cơ bản trong biểu thức $f(X)$ ở (4-14) đóng vai trò quan trọng trong việc phán xét về lời giải ở bước đó.

Một cách tổng quát, sau bước 1 ta có:

$$f(X) = F_1(X) - \Delta_3 x_3 - \Delta_4 x_4 \quad (4-19)$$

Trong thí dụ này $\Delta_1 = -5$; $\Delta_4 = +32$.

Từ đây thấy rằng nếu sau bước 1 mà có Δ_1 và Δ_4 đều âm thì $F_1(X)$ là giá trị min, quá trình dừng lại và lời giải đó là lời giải tối ưu. Nếu chỉ cần một trong hai giá trị Δ_1 hoặc Δ_4 là dương thì phải tiếp tục chuyển sang bước 2.

Để dễ hình dung các bước tiến hành, ta có thể tóm tắt các bước của thuật toán vào bảng đơn hình (bảng 4-1). Đầu tiên ta điền các kết quả của bước 1 vào bảng đơn hình như sau:

Hàng 1 của các cột C_j ghi các hệ số của x_j (ở đây $j=1,2,3,4$) của hàm mục tiêu $f(X)$.

Hàng 2 của các cột x_j ghi tên các ẩn trong hàm mục tiêu. Ở đây là x_1, x_2, x_3, x_4 .

Phần A ghi như sau:

Bảng 4.1

Bước	Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	C_j				
				5	2	3	4	
				x_j				
				x_1	x_2	x_3	x_4	
1	5	x_1	12	1	0	-2	6	Hàng 1
	2	x_2	18	0	1	4	3	Hàng 2
		$F_1(X)$	96	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = -5$	$\Delta_4 = 32$	Phần A Hàng cuối
2	4	x_4	2	1/6	0	-1/3	1	
	2	x_2	12	-1/2	1	5	0	
		$F_2(X)$	32	$\Delta_1 = -16/3$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = 17/3$	$\Delta_4 = 0$	
3	4	x_4	14/5	2/15	1/15	0	1	
	3	x_3	12/5	-1/10	1/5	1	0	
		$F_3(X)$	$18 \frac{2}{5}$	$\Delta_1 = -143/30$	$\Delta_2 = -17/15$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = 0$	

Các hàng ở cột (b) ghi các hệ số của ẩn cơ bản ở hàm mục tiêu $f(X)$.

Các hàng ở cột (c) ghi tên các ẩn cơ bản của bước 1.

Các hàng ở cột (d) ghi giá trị của phương án cơ bản ở bước 1, nghĩa là ghi giá trị về phải của m phương trình ràng buộc (4.2).

Các hàng ở các cột (1),(2),(3),(4) ghi các hệ số của hệ phương trình ràng buộc (4.2). Ở đây ta có ma trận:

$$\begin{vmatrix} 1 & 0 & -2 & 6 \\ 0 & 1 & 4 & 3 \end{vmatrix}$$

Hàng cuối: các giá trị được xác định như sau:

Cột (c) ghi $F(X)$

Cột (d) ghi giá trị của $F(X)$ ở bước 1, bằng tổng của các tích giữa giá trị hệ số (cột b) và giá trị phương án (cột d). Ở đây: $F_1(X) = 5.12 + 2.18 = 96$

Các giá trị Δ được xác định như sau: lấy tổng của các tích giữa cột hệ số ẩn cơ bản (cột b) và giá trị tương ứng ở các cột (1), (2), (3), (4) phần A, sau đó trừ đi giá trị hệ số của ẩn ở hàm mục tiêu (dòng 1) ở cột tương ứng đó. Chẳng hạn:

$$\Delta_1 = 5.1 - 5 = 0$$

$$\Delta_2 = 2.1 - 2 = 0$$

$$\Delta_3 = 5.(-2) + 2.4 - 3 = -5$$

$$\Delta_4 = 5.6 + 2.3 - 4 = 32$$

Chú ý: Các giá trị Δ ứng với các ẩn cơ bản luôn luôn bằng 0.

Từ bảng 4-1 thấy rằng chỉ khi mọi $\Delta_j \leq 0$ thì phương án mới là tối ưu [$f(X)$ là min].

Trong thí dụ này, sau bước 1, có $\Delta_4 > 0$ nên cần tiếp tục chuyển sang bước 2, nhằm giảm giá trị $f(X)$, nghĩa là cần chọn hệ ẩn cơ bản mới. Vấn đề đặt ra ở đây là nên đưa ẩn mới nào vào làm ẩn cơ bản và loại ẩn cơ bản nào ra. Muốn vậy phải tiến hành các bước theo những qui tắc sau:

- Ẩn đưa vào: là ẩn ứng với giá trị Δ dương. Vì ở đây $\Delta_4 = 32$, nên ẩn x_4 sẽ được đưa vào làm ẩn cơ bản ở bước 2. Trong trường hợp có nhiều $\Delta > 0$ thì chọn ẩn đưa vào ứng với Δ có giá trị max, khi có nhiều giá trị Δ_{max} như nhau thì chọn một ẩn tương ứng tùy ý trong các ẩn ứng với Δ_{max} .

Ẩn loại ra được xác định theo ba bước sau:

Bước 1: Sau khi biết ẩn cần đưa vào (ở đây là x_4) ta lấy riêng các phần tử hệ số dương ở ma trận A_1 ứng với ẩn đưa vào đó (ở đây là 6 và 3).

Bước 2: Đem các phần tử ở cột "phương án"(cột d) chia tương ứng cho các phần tử dương đã chọn. Trong thí dụ này là:

$$\frac{12}{6}=2 \quad \frac{18}{3}=6$$

Bước 3: So sánh các giá trị này, lấy giá trị min (ở đây là 2). Ẩn cơ bản nào ứng với giá trị min này sẽ bị loại ra. Như vậy, ở đây ẩn x_1 sẽ bị loại ra ở bước 2.

Trong bước 2, cách điền các giá trị vào bảng đơn hình như sau:

Hệ ẩn cơ bản ở trong bước 2 là x_4 và x_2 .

Từ bảng 4-1 ở bước 1 có ma trận hệ số mở rộng (thêm cả vế phải của ràng buộc) như sau:

$$\left| \begin{array}{ccccc|c} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & b_i \\ \hline 1 & 0 & -2 & 6 & 12 \\ 0 & 1 & 4 & 3 & 18 \end{array} \right| \quad \begin{array}{l} \text{(a)} \\ \text{(b)} \end{array}$$

Chia hàng (a) cho 6 có:

$$\left| \begin{array}{ccccc|c} \frac{1}{6} & 0 & -\frac{1}{3} & 1 & 2 \\ \hline 0 & 1 & 4 & 3 & 18 \end{array} \right| \quad \begin{array}{l} \text{(a)} \\ \text{(b)} \end{array}$$

Nhân hàng (a) với -3 rồi cộng với hàng (b) có:

$$\left| \begin{array}{ccccc|c} +\frac{1}{6} & 0 & -\frac{1}{3} & 1 & 2 \\ \hline -\frac{1}{2} & 1 & 5 & 0 & 12 \end{array} \right|$$

Như vậy, ở đây sẽ xuất hiện ma trận đơn vị của x_2 và x_4 . Vậy ràng buộc (4-15) và (4-16) ở bước 2 trở thành:

$$\left| \begin{array}{ccc|c} \frac{1}{6}x_1 & -\frac{1}{3}x_3 & +x_4 & = 2 \\ -\frac{1}{2}x_1 + x_2 & +5x_3 & & = 12 \end{array} \right| \quad (4-20)$$

Tương tự như ở bước 1, ta ghi những số liệu về ràng buộc (4-20) vào bước 2 và tính các giá trị $F_2(X)$, Δ_1 , Δ_3 (bảng 4-1). Sau bước 2 thấy rằng còn giá trị $\Delta_1 = 17/3 > 0$ nên phải tiếp tục chuyển sang bước 3, trong đó x_1 (ứng với Δ_1) sẽ đưa vào hệ ẩn cơ bản và do chỉ có hệ số 5 > 0 ở cột ứng với x_1 , nên ẩn cơ bản cũ cần loại ra là x_2 . Như vậy, hệ ẩn cơ bản ở bước 3 là x_3 và x_4 . Để tạo ra ma trận đơn vị cho hệ số của các ẩn x_3 và x_4 ta biến đổi ma trận hệ số mở rộng (4-20) tương tự như ở bước 2. Kết quả của bước 3 cũng được ghi trên bảng đơn hình 4-1. Ta nhận thấy rằng ở bước 3, tất cả các giá trị $\Delta_j \leq 0$ nên $f(X)$ đạt giá trị min và phương án tối ưu là:

$$F(X) = 18\frac{2}{5} \quad ; \quad X = \{x_1, x_2, x_3, x_4\} = \left\{0, 0, \frac{12}{5}, \frac{14}{5}\right\}$$

Chú ý:

- Nếu không thể xác định được các ẩn cơ bản cần loại ra (không có hệ số dương nào ở mọi hàng trong cột tương ứng) thì bài toán sẽ không có phương án tối ưu.

- Nếu khi tìm ẩn cơ bản cần loại ra mà các tỉ số giữa giá trị ở cột (d) và cột tương ứng với ẩn đưa vào có nhiều giá trị min và bằng nhau thì ta chọn ẩn cơ bản tùy ý trong chúng.

- Nếu hàm mục tiêu là $f(X) \rightarrow \max$ thì chỉ cần thay đổi tiêu chuẩn tối ưu là $\Delta_j \geq 0$ và ẩn được đưa vào ứng với min của Δ_j (trong số các $\Delta_j < 0$).

- Nếu hệ phương trình ràng buộc có tồn tại một hay nhiều bất phương trình thì cần phải thêm vào các ẩn phụ để đưa bài toán về dạng chính tắc rồi sau đó đưa về dạng chuẩn tắc. Thí dụ xét bài toán sau:

Xác định tập nghiệm $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4, x_5\}$ thoả mãn đồng thời các điều kiện sau:

$$f(X) = 2x_1 + 5x_2 + 4x_3 + x_4 - 5x_5 \rightarrow \min \tag{4-21}$$

$$x_1 + 2x_2 + 4x_3 - 3x_5 = 152 \tag{4-22}$$

$$4x_2 + 2x_3 + x_4 + 3x_5 = 60 \tag{4-23}$$

$$3x_2 + x_5 \leq 36 \tag{4-24}$$

$$x_j \geq 0; j = 1, 2, 3, 4, 5 \tag{4-25}$$

Giải: Ta đưa thêm vào bất phương trình (4-24) ẩn x_6 để biến bài toán thành dạng chính tắc như sau:

Xác định tập nghiệm $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6\}$ sao cho:

$$f(X) = 2x_1 + 5x_2 + 4x_3 + x_4 - 5x_5 + 0x_6 \rightarrow \min \tag{4-21a}$$

$$x_1 + 2x_2 + 4x_3 - 3x_5 = 152 \quad (4-22a)$$

$$4x_2 + 2x_3 + x_4 + 3x_5 = 60 \quad (4-23a)$$

$$3x_2 + x_5 + x_6 = 36 \quad (4-24a)$$

$$x_j \geq 0; j = 1, 2, 3, 4, 5, 6 \quad (4-25a)$$

Tình cờ bài toán trên đã có dạng chuẩn tắc với các ẩn cơ bản là x_1, x_4, x_6 nên ta có thể giải bằng cách lập bảng đơn hình (bảng 4-2):

Bảng 4.2

Bước	Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	C_j					
				2	5	4	1	-5	0
				x_j					
				x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6
1	2	x_1	152	1	2	4	0	-3	0
	1	x_4	60	0	4	2	1	3	0
	0	x_6	36	0	3	0	0	1	1
		$F_1(X)$	364	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 3$	$\Delta_3 = 6$	$\Delta_4 = 0$	$\Delta_5 = 2$	$\Delta_6 = 0$
2	2	x_1	32	1	-6	0	-2	-9	0
	4	x_3	30	0	2	1	1/2	3/2	0
	0	x_6	36	0	3	0	0	1	1
		$F_2(X)$	184	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = -9$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = -3$	$\Delta_5 = -7$	$\Delta_6 = 0$

Sau bước 2 tất cả $\Delta_j \leq 0$ nên phương án $F(X) = 184, X = \{32; 0; 30; 0; 0\}$ là phương án tối ưu.

b. Thuật toán đơn hình mở rộng

Thuật toán đơn hình chuẩn ở trên chỉ áp dụng được đối với bài toán ở dạng chuẩn. Để áp dụng thuật toán đơn hình cho bài toán ở dạng chính tắc bất kì, ta phải biến đổi hệ ràng buộc sao cho nó có dạng chuẩn, tức là có tồn tại ma trận đơn vị trong hệ ràng buộc. Điều này có thể thực hiện được bằng cách thêm vào vế trái của mỗi phương trình một ẩn giả không âm, đồng thời lấy hệ số các ẩn giả trong hàm mục tiêu là M (M là một số dương lớn hơn bất kì một số nào cần so sánh).

Khi bài toán QHTT dạng chuẩn có ẩn giả, cần phân biệt 3 trường hợp sau :

+ Trường hợp 1. Qua các bước mọi ẩn giả bị loại hết, như vậy sẽ tìm được lời giải tối ưu (nếu tồn tại).

Thí dụ: Xác định $X = \{x_1, x_2, x_3\}$ sao cho

$$f(X) = -8x_1 + 6x_2 + 2x_3 \rightarrow \min$$

với

$$4x_1 + 4x_2 - 3x_3 = 18$$

$$4x_1 + 3x_2 + 4x_3 = 16$$

và

$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3)$$

Để đưa bài toán về dạng chuẩn cần đưa vào hệ ràng buộc này hai ẩn giả là x_4 và x_5 .

Khi đó hàm $f(X)$ có dạng:

$$f(X) = -8x_1 + 6x_2 + 2x_3 + Mx_4 + Mx_5 \rightarrow \min$$

trong đó M là số dương lớn tùy ý.

Hệ ràng buộc sẽ là:

$$4x_1 + 4x_2 - 3x_3 + x_4 = 18$$

$$4x_1 + 3x_2 + 4x_3 + x_5 = 16$$

và

$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3, 4, 5)$$

$$M > 0 \text{ lớn tùy ý.}$$

Bài toán được giải theo thuật toán đơn hình như ở mục trên, kết quả ghi trong bảng 4.3.

Bảng 4.3

Bước	Hệ số ẩn cơ bản $\{c_j\}$	Tên ẩn cơ bản	Phương án	C_j				
				-8	6	2	M	M
				x_j				
				x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
1	M	x_4	18	4	4	-3	1	0
	M	x_5	16	4	3	4	0	1
	$F_1(X)$	34M	$\Delta_1 = 8M+8$	$\Delta_2 = 7M-6$	$\Delta_3 = M-2$	$\Delta_4 = 0$	$\Delta_5 = 0$	
2	M	x_4	2	0	1	-7	1	
	-8	x_1	4	1	3/4	1	0	
	$F_2(X)$	2M-32	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = M-12$	$\Delta_3 = -7M-10$	$\Delta_4 = 0$		
3	6	x_2	2	0	1	-7		
	-8	x_1	5/2	1	0	25/4		
	$F_3(X)$	-8	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = -94$			

Trong quá trình tính toán khi ẩn giả nào đó bị loại khỏi hệ ẩn cơ bản thì không sử dụng ở bước tiếp (bảng 4.3, phân tô đen).

Từ bảng 4.3 thấy rằng: Sau bước 3 mọi $\Delta_j \leq 0$ và các ẩn giả x_4, x_5 bị loại khỏi hệ ẩn cơ bản. Phương án tối ưu có giá trị: $\{x_1, x_2, x_3\} = \{5/2, 2, 0\}$ min $f(X) = -8$

+ Trường hợp 2. Qua các bước ẩn giả không bị loại hết nhưng trong hệ ẩn cơ bản chúng nhận giá trị 0.

Bài toán có lời giải tối ưu (nếu nó tồn tại).

Thí dụ: Xác định $X = \{x_1, x_2, x_3\}$ sao cho

$$f(X) = -8x_1 + 6x_2 + 2x_3 \rightarrow \min$$

với

$$4x_1 + x_2 - 3x_3 = 16$$

$$4x_1 + 3x_2 + 4x_3 = 16$$

và

$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3)$$

Để đưa bài toán về dạng chuẩn cần đưa vào hệ ràng buộc này hai ẩn giả là x_4 và x_5 .

Khi đó bài toán có dạng sau:

Xác định $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4, x_5\}$ sao cho

$$f(X) = -8x_1 + 6x_2 + 2x_3 + Mx_4 + Mx_5 \rightarrow \min$$

trong đó M là số dương lớn tùy ý.

Hệ ràng buộc sẽ là:

$$4x_1 + x_2 - 3x_3 + x_4 = 16$$

$$4x_1 + 3x_2 + 4x_3 + x_5 = 16$$

và

$$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, 3, 4, 5)$$

$$M > 0 \text{ lớn tùy ý.}$$

Lập bảng đơn hình như ở mục trên, kết quả ghi trong bảng 4-4.

Từ bảng 4-4 thấy rằng sau bước 2 mọi $\Delta_j \leq 0$ và ẩn giả x_4 tuy có mặt ở hệ ẩn cơ bản nhưng nhận giá trị 0.

Vậy bài toán có lời giải tối ưu là:

$$\{x_1, x_2, x_3\} = \{4, 0, 0\} \text{ và}$$

$$\min f(X) = -32$$

Bảng 4.4

Bước	Hệ số án cơ bản $\{c_j\}$	Tên án cơ bản	Phương án	C_j				
				-8	6	2	M	M
				x_i				
			x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	
1	M	x_4	16	4	1	-3	1	0
	M	x_5	16	4	3	4	0	1
		$F_1(X)$	32M	$\Delta_1 = 8M+8$	$\Delta_2 = 4M-6$	$\Delta_3 = M-2$	$\Delta_4 = 0$	$\Delta_5 = 0$
2	M	x_4	0	0	-2	-7	1	
	-8	x_1	4	1	3/4	1	0	
		$F_2(X)$	-32	$\Delta_1 = 0$	$-2M-12$	$-7M-10$	$\Delta_4 = 0$	

+ Trường hợp 3: Qua các bước án giả không bị loại khỏi hệ án cơ bản mà nhận giá trị dương, khi đó bài toán là vô nghiệm.

Chú ý: Trong những trường hợp có thể, nên biến đổi hệ ràng buộc để bài toán trở nên đơn giản hơn.

Ví dụ: Xác định $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4\}$ sao cho

$$f(X) = x_1 + 4x_2 + 5x_3 + 2x_4 \rightarrow \min$$

với $2x_2 + 2x_3 + 3x_4 = 15$ (a)

$$x_1 + 2x_2 + 4x_3 + x_4 = 20$$
 (b)

và $x_j \geq 0$ ($j = 1, 2, 3, 4$)

Để giải bài toán này ta có thể làm theo cách thông thường là thêm một án giả x_5 để đưa về dạng chuẩn.

Qua hai bước sẽ tìm được nghiệm như bảng 4.5.

Như vậy: $\{x_1, x_2, x_3, x_4\} = \{15, 0, 0, 5\}$

$$\min f(X) = 25$$

Ta có thể giải bài toán bằng cách biến đổi hệ ràng buộc như sau:

Chia cả hai vế của phương trình (a) cho 3 ta có:

$$(2/3)x_2 + (2/3)x_3 + x_4 = 5 \quad (a')$$

Lấy (b) trừ đi (a') ta có:

$$x_1 + (4/3)x_2 + (10/3)x_3 = 15 \quad (b')$$

(a') và (b') tạo nên hệ ràng buộc giống như hệ ràng buộc ở bước 2 của bảng 4-5.

Bảng 4.5

Bước	Hệ số ẩn cơ bản {ở f(X)}	Tên ẩn cơ bản	Phương án	C_j				
				1	4	5	2	M
				x_j				
				x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
1	M	x_5	15	0	2	2	3	1
		x_1	20	1	2	4	1	0
	$F_1(X)$	15M+20	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 2M-2$	$\Delta_3 = 2M-1$	$\Delta_4 = 3M-1$	$\Delta_5 = 0$	
2	2	x_4	5	0	2/3	2/3	1	
		x_1	15	1	4/3	10/3	0	
	$F_2(X)$	25	$\Delta_1 = 0$	-4/3	-1/3	$\Delta_4 = 0$		

c. Phương pháp đơn hình cải biến

Ochad và Hays lợi dụng tính chất A_j là cơ sở ở bước lập sau A_j , $j \in J = \mathcal{N} \{r\} \cup \{s\}$ chỉ khác cơ sở ở bước trước A_j , $j \in J$ bằng việc thay thế 1 vectơ cơ sở, đã đưa ra thuật toán đơn hình cải biến để giảm bớt khối lượng tính toán và các thông tin cần lưu trữ trong mỗi bước lập.

Thuật toán đơn hình cải biến gồm các bước sau.

Bước 0: Xây dựng bảng đơn hình xuất phát.

Bước 1: Tìm cột quay và kiểm tra tối ưu.

Bước 2: Tìm dòng quay.

Bước 3: Biến đổi ma trận nghịch đảo mở rộng. Đưa A_1 vào cơ sở thay cho A_2 và biến đổi toàn bộ các cột theo công thức. Quay lên bước 1.

d. Phương pháp Karmarkar (phương pháp điểm trong)

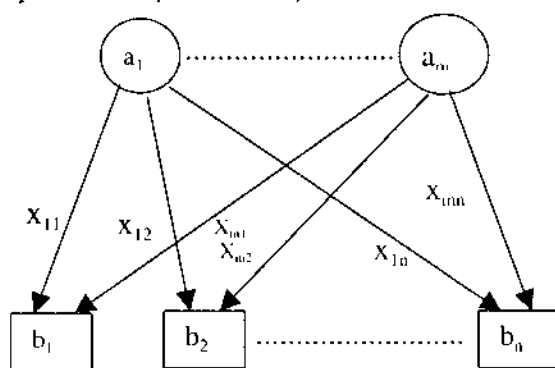
Năm 1980 một cách tiếp cận mới với QHTT được đề xuất. Cách tiếp cận này dựa trên nghiên cứu về các thuật toán điểm trong (đường trong) đi từ phía miền trong chấp nhận được. Người ta đã chứng minh phương pháp đơn hình không phải là phương pháp thời gian đa thức (thời gian tỉ lệ với số biến theo hàm đa thức) thậm chí thời gian giải tỉ lệ với hàm mũ $2^{n/2} - 1$. Tuy nhiên đã chứng minh bằng cách sử dụng thuật toán điểm trong thích hợp có thể giải QHTT trong thời gian đa thức. Về cơ bản thuật toán Karmarkar có nhiều điểm chung với thuật toán đơn hình. Cả hai phương pháp đều dùng thuật toán lập và đều có phương án xuất phát chấp nhận được. Đồng thời cả hai phương pháp đều thực hiện lập để chuyển sang phương án tốt hơn cho đến khi tìm được phương án tối ưu.

§4.3. BÀI TOÁN VẬN TẢI

Trong nhiều lĩnh vực kinh tế ta thường gặp một loại bài toán gọi là bài toán vận tải. Bài toán vận tải là một dạng đặc biệt của bài toán QHTT. Vì có những đặc điểm riêng nên khi giải bài toán vận tải có thể sử dụng những thuật toán đơn giản hơn phương pháp đơn hình. Trong mục này sẽ trình bày nội dung chủ yếu và phương pháp giải bài toán vận tải.

4.3.1. Lập bài toán vận tải

Bản chất của bài toán vận tải là tìm phương án tối ưu để vận tải hàng hóa từ một số nơi phát đến một số nơi nhận.



Hình 4.1. Mô tả bài toán.

Chỉ tiêu tối ưu ở đây thường là cực tiểu chi phí tổng về vận tải. Bài toán có thể mô tả như sau:

Có m địa điểm phát, với các lượng hàng hoá tương ứng a_1, a_2, \dots, a_m và n địa điểm nhận, với nhu cầu tương ứng b_1, b_2, \dots, b_n (hình 4-1). Cần xác định phương án vận tải sao cho tổng chi phí là cực tiểu, khi biết giá thành cước phí đơn vị C_{ij} vận tải trên đoạn đường từ nơi phát i đến nơi nhận j.

Kí hiệu x_{ij} là số lượng hàng cần vận tải từ nơi phát i đến nơi nhận j , khi đó điều kiện của bài toán vận tải được mô tả trong bảng 4.6.

Bảng 4.6

Nơi phát	Nơi nhận				Dung lượng a_i
	B_1	B_2	...	B_n	
A_1	c_{11} x_{11}	c_{12} x_{12}	...	c_{1n} x_{1n}	a_1
A_2	c_{21} x_{21}	c_{22} x_{22}	...	c_{2n} x_{2n}	a_2
⋮	⋮	⋮	...	⋮	⋮
A_m	c_{m1} x_{m1}	c_{m2} x_{m2}	...	c_{mn} x_{mn}	a_m
Dung lượng b_j	b_1	b_2	...	b_n	$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j$

Bài toán vận tải được phát biểu dưới dạng toán học như sau:

Xác định các giá trị x_{ij} ; $i = 1, 2, \dots, m$; $j = 1, 2, \dots, n$ sao cho

$$f(X) = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min \quad (4-26)$$

Với các ràng buộc

$$\left. \begin{aligned} \sum_{j=1}^n x_{ij} &= a_i; i = 1, 2, \dots, m \\ \sum_{i=1}^m x_{ij} &= b_j; j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \right\} \quad (4-28)$$

và:

$$x_{ij} \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n) \quad (4-29)$$

Ngoài ra trong trường hợp đơn giản thường giả thiết là tổng dung lượng hàng phát đi cân bằng với tổng dung lượng nơi nhận, nghĩa là

$$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j \quad (4-30)$$

Chú ý rằng những hệ số ở các phương trình ràng buộc ở dạng (4-28) chỉ có giá trị 1 hoặc 0, vì vậy có thể sử dụng thuật toán đơn giản để giải mà không cần các bước theo thuật toán đơn hình. Tuy nhiên quá trình giải cũng bắt đầu từ một phương án cơ bản sau đó tiến dần tới phương án tối ưu

4.3.2. Xác định phương án cơ bản ban đầu

Từ biểu thức ràng buộc (4-28) có $(m+n)$ phương trình nhưng phải tuân theo điều kiện (4-30) nên ta có $(m+n-1)$ phương trình độc lập, nghĩa là chỉ xác định được $(m+n-1)$ ẩn cơ bản ban đầu.

Sau đây trình bày phương pháp góc Tây Bắc xác định giá trị $(m+n-1)$ ẩn cơ bản của phương án ban đầu.

Xuất phát từ góc bên trái trên cùng (x_{11}) ta điền các giá trị của ẩn cơ bản và đi dần xuống góc phải dưới cùng, đồng thời luôn luôn thoả mãn các ràng buộc (4-28) và (4-30). Ta minh hoạ bằng ví dụ sau:

Có hai nơi phát A_1, A_2 với các lượng hàng tương ứng $a_1 = 200; a_2 = 300$ và 3 nơi nhận với nhu cầu tương ứng $b_1 = 150; b_2 = 250; b_3 = 100$. Cước phí vận tải c_{ij} được ghi ở góc phải phía trên trong từng ngăn ở bảng 4.7:

Bảng 4.7

Nhận Phát	Phát			a_i
	B_1	B_2	B_3	
A_1	5 150	3 50	2 0	200
A_2	2 0	4 200	6 100	300
b_j	150	250	100	500

Trên bảng 4-7, xuất phát từ góc Tây Bắc ta có $x_{11} = 150$ (vì $b_1 < a_1$) như vậy $x_{21} = 0$, ở ngăn $A_1 B_2$ sẽ nhận giá trị $(a_1 - 150) = 50$ v.v... Tiếp tục đi xuống góc Đông Nam và có giá trị của $(m+n-1)$ ẩn cơ bản. Ở thí dụ này:

$$m+n-1 = 4$$

Vậy phương án cơ bản ban đầu là:

$$x_{11} = 150; x_{12} = 50; x_{22} = 200; x_{23} = 100. \text{ Khi đó}$$

$$F_1(X) = 150.5 + 50.3 + 200.4 + 100.6 = 2300.$$

Rõ ràng phương án cơ bản ban đầu ở đây chưa đạt min $f(X)$ cần tìm cách giảm giá trị $f(X)$

4.3.3. Hoàn thiện lời giải bằng phương pháp thế vị

Sau khi đã có giá trị của $(m+n-1)$ ẩn cơ bản của phương án ban đầu, cần tìm phương pháp để hoàn thiện lời giải dần với phương án ứng với giá trị min $f(x)$. Sau đây sử dụng một trong những phương pháp thường dùng là phương pháp thế vị (còn gọi là phương pháp phân phối cải biên). Nội dung phương pháp thế vị gồm những bước sau:

1. Xác định giá trị thế vị: ứng với mỗi hàng (nơi phát A_1, A_2, \dots, A_m) có thế vị $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m$ và mỗi cột (nơi nhận B_1, B_2, \dots, B_n) có thế vị $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$. Như vậy với mỗi phương án của bài toán vận tải ta có một hệ thống $(m+n)$ thế vị $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$.

Giá trị của α_i, β_j được xác định như sau:

Căn cứ vào những ngân có dung lượng hàng vận tải ứng với cước phí vận tải ta có hệ phương trình:

$$\alpha_i + \beta_j = c_{ij} \quad (4-31)$$

$$i = 1, 2, \dots, m$$

$$j = 1, 2, \dots, n$$

Theo hệ (4-31) ta cần xác định $(m+n)$ giá trị thế vị, nhưng ở mỗi phương án chỉ có $(m+n-1)$ giá trị c_{ij} để tạo thành $(m+n-1)$ phương trình dạng (4-31) vì vậy một thế vị phải cho giá trị tùy ý. Thường cho $\alpha_1 = 0$ và xác định $\alpha_2, \dots, \alpha_m$ và $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ theo (4-31).

Thí dụ ở phương án cơ bản ban đầu theo phương pháp góc tây bắc (bảng 4.8) giá trị các thế vị được xác định nhờ hệ phương trình:

$$\alpha_1 + \beta_1 = 5$$

$$\alpha_1 + \beta_2 = 3$$

$$\alpha_2 + \beta_2 = 4$$

$$\alpha_2 + \beta_1 = 6$$

với $\alpha_1 = 0$ ta có: $\beta_1 = 5$; $\beta_2 = 3$; $\alpha_2 = 1$; $\beta_3 = 5$

Bảng 4.8

	B_1	B_2	B_3	a_i	α_i
A_1	5	3	2	200	0
	150	50	0		
A_2	2	4	6	300	1
	0	200	100		
b_j	150	250	100	500	
β_j	5	3	5		

2. *Chỉ tiêu tối ưu theo phương pháp thế vị:* Sau khi xác định được các giá trị thế vị ở phương án cơ bản ban đầu, chỉ tiêu tối ưu được kiểm tra theo định lý sau.

Định lý: Phương án $X = \{ x_{ij} \}$ của bài toán vận tải là tối ưu khi các giá trị thế vị α_i, β_j thoả mãn điều kiện sau:

$$\alpha_i + \beta_j = c_{ij} \text{ ở ngân có } x_{ij} > 0 \quad (4-32)$$

$$\alpha_i + \beta_j \leq c_{ij} \text{ ở ngân có } x_{ij} = 0 \quad (4-33)$$

Từ định lý trên đây thấy rằng: Điều kiện (4-32) luôn thoả mãn, vì đã xuất phát từ giá trị c_{ij} ở những ngân có hàng vận tải ($x_{ij} > 0$) để xác định thế vị.

Điều kiện (4-33) chứng tỏ rằng lời giải là tối ưu khi ở những ngân không có hàng vận tải thì giá cước phí đều lớn.

Điều kiện đó cho phép ta kiểm tra quá trình cần tiếp tục hoàn thiện hay đã đến phương án tối ưu.

Kí hiệu: $\alpha_i + \beta_j = \bar{c}_{ij}$

Như vậy nếu ứng với ngân nào đó với $x_{ij} = 0$ mà có $\bar{c}_{ij} - c_{ij} = \Delta_{ij} > 0$ thì chứng tỏ quá trình còn cần hoàn thiện, nghĩa là ngân đó cần nhận dung lượng vận tải. Để quá trình tiến nhanh đến phương án tối ưu thường để ngân có $\max \Delta_{ij}$ nhận dung lượng vận tải ở bước tiếp theo (tương tự như ở thuật toán đơn hình đưa ẩn có Δ_j cực đại vào hệ ẩn cơ bản ở bước tiếp theo). Giá trị x_{ij} cần đưa vào ngân này là bao nhiêu sẽ được xác định ở mục sau.

Để minh họa chỉ tiêu tối ưu theo phương pháp thế vị ta trở lại thí dụ ở bảng 4.8. Sau khi xác định được các thế vị $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2, \beta_3$ ta cần xác định $\Delta_{ij} = \bar{c}_{ij} - c_{ij}$ ứng với các ngăn, (bảng 4.9) tại đó x_{ij} hiện nhận giá trị 0. Từ đây thấy rằng ở bước tiếp theo cần cho ngăn A_1B_3 nhận dung lượng, nghĩa là ẩn x_{13} sẽ nhận dung lượng vận tải. Giá trị của x_{13} ở bước tiếp theo được xác định theo nguyên tắc vòng kín sau đây.

Bảng 4.9

	B_1	B_2	B_3	a_i	α_i
A_1	\ominus 5 150	\oplus 3 50	2 0	200	0
A_2	\oplus 2 0	\ominus 4 200	6 100	300	1
b_j	150	250	100	500	
β_j	5	3	5		

3. Nguyên tắc vòng kín hoàn thiện lời giải

Như trên đã thấy, vì Δ_{ij} ở ngăn A_2B_1 có giá trị cực đại (+4) nên ở bước tiếp theo x_{21} sẽ nhận được giá trị dương, ta kí hiệu dấu + ở ngăn A_2B_1 (xem bảng 4.9). Vì x_{21} nhận dung lượng mà vẫn phải thoả mãn điều kiện cân bằng dung lượng theo hàng (a_i) và theo cột (b_j) nên ngăn A_1B_1 phải bớt dung lượng: ta kí hiệu dấu -, ngăn A_1B_2 thêm dung lượng: dấu +, cuối cùng ngăn A_2B_2 phải bớt dung lượng: dấu - (xem bảng 4.9). Như vậy nguyên tắc tăng giảm dung lượng tại các vòng tạo thành một vòng kín. Giá trị lượng tăng giảm phải như nhau và rõ ràng phải là giá trị của ngăn có dung lượng nhỏ nhất trong vòng kín và mang dấu -.

Ở thí dụ bảng 4.9 có:

$$x_{21} = \min \{150; 200\} = 150$$

Vậy ở bước tiếp theo có phương án ghi trên bảng 4.10.

Theo phương án này

$$F_2(X) = 200 \cdot 3 + 150 \cdot 2 + 50 \cdot 4 + 100 \cdot 6 = 1700$$

đã nhỏ hơn giá trị $F_1(X)$ ở phương án góc Tây Bắc ban đầu.

Tiếp theo xác định các giá trị thế vị α_i, β_j và lại kiểm tra chỉ tiêu tối ưu cho lời giải bước này. Quá trình kết thúc và đạt đến lời giải tối ưu khi ứng với mọi ngăn có

$$\Delta_{ij} \leq 0$$

4. Thí dụ

Để minh họa ta tiếp tục giải thí dụ ở bảng 4-10 cho tới phương án tối ưu.

Căn cứ vào giá trị c_{ij} ở các ngăn (A_1B_2) ; (A_2B_1) ; (A_2B_2) và (A_2B_3) ta xác định giá trị các thế vị:

$$\alpha_1 = 0, \beta_1 = 1, \beta_3 = 5 \text{ và } \alpha_2 = 1, \beta_2 = 3 \text{ (xem bảng 4-10)}$$

Bảng 4-10

	B_1	B_2	B_3	a_i	α_i
A_1	5 0	\ominus 3 200	\oplus 2 0 +3	200	0
A_2	2 150	\oplus 4 4 50	\ominus 6 100	300	1
b_j	150	250	100	500	
β_j	1	3	5		

Tiếp theo xác định Δ_{ij} của các ngăn trống. Cụ thể:

$$\Delta_{11} = c_{11} - c_{11} = 1 - 5 = -4; \Delta_{13} = 5 - 2 = 3 > 0.$$

Vậy bước tiếp theo ta cần cho $x_{13} = 100$; $x_{22} = 150$, $x_{12} = 100$ và loại x_{23} . Kết quả được ghi ở bảng 4.11. $f(X)$ có giá trị

$$F_3(X) = 100.3 + 100.2 + 150.2 + 150.4 = 1400$$

Bảng 4.11

	B_1	B_2	B_3	a_i	α_i
A_1	5 0 -4	3 100	2 100	200	0
A_2	2 150	4 150	6 0 -3	300	1
b_j	150	250	100	500	
β_j	1	3	2		

Xác định α_i, β_j ; $\alpha_1 = 0$; $\alpha_2 = 1$; $\beta_1 = 1$; $\beta_2 = 3$; $\beta_3 = 2$;

Xác định Δ_{ij} : $\Delta_{11} = -4 < 0$

$\Delta_{23} = -3 < 0$

Vậy phương án là tối ưu, hàm mục tiêu $f(x)$ có giá trị

$$F_3(X) = 1400$$

4.3.4. Sơ đồ khối giải bài toán vận tải

Qua những thảo luận trên đây ta thấy bài toán vận tải đơn giản có thể giải theo sơ đồ khối (hình 4.2).

4.3.5. Một số chú ý

Trên đây đã trình bày nội dung cơ bản bài toán vận tải trong trường hợp có cân bằng dung lượng tổng của các nơi phát và của các nơi nhận, nghĩa là:

$$\sum_{i=1}^m a_i = \sum_{j=1}^n b_j \quad (4-34)$$

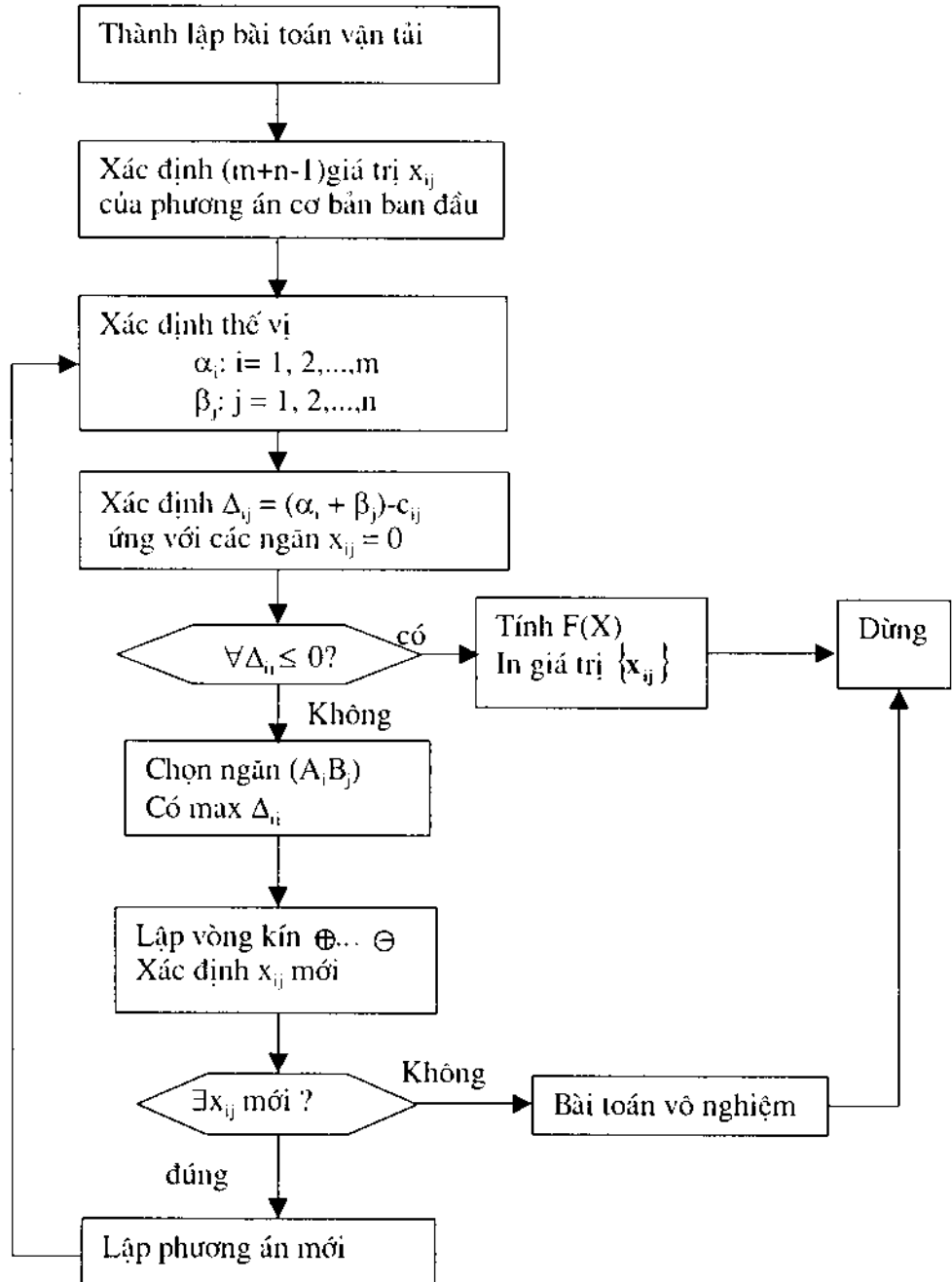
Trong thực tế nhiều bài toán không có điều kiện đẳng thức như trên mà có:

$$\sum_{i=1}^m a_i > \sum_{j=1}^n b_j \quad \text{hoặc} \quad \sum_{i=1}^m a_i < \sum_{j=1}^n b_j \quad (4-35)$$

Trong trường hợp đó có thể dựa vào các lượng vận tải x_{ij} phụ ứng với các cước phí phụ ứng với cước phí $c_{ij} = 0$ để trở về điều kiện cân bằng dung lượng phát và nhận.

Ngoài ra thấy rằng khi giải bài toán vận tải đã giả thiết rằng dung lượng hàng chỉ đi từ nơi phát trực tiếp đến nơi nhận mà không tồn tại những đường đi từ nơi phát qua nơi phát hoặc đường trung chuyển qua một nơi nhận nào đó. Giả thiết đó ứng với việc tải công suất trong hệ thống điện nhằm đảm bảo tổn thất điện năng (được hiểu như cước phí vận tải) là ít nhất. Khi đó đường gấn nhất (về điện) là đường trực tiếp từ nguồn đến phụ tải. Mạng điện có cấu trúc thoả mãn mục tiêu đó thường gọi là mạng có tổng momen phụ tải ($\sum P_{ij} l_{ij}$) là nhỏ nhất. Nhưng trong thực tế cấu trúc mạng điện chỉ nhằm thoả mãn chỉ tiêu cực tiểu chi phí tổn thất điện năng không phải bao giờ cũng trùng với cấu trúc tối ưu, vì còn chỉ tiêu cực tiểu vốn đầu tư về đường dây (phụ thuộc tổng chiều dài các tuyến đường dây) cũng rất quan trọng. Vì vậy nhiều trường hợp cấu trúc tối ưu của việc chuyên tải điện năng (thoả mãn cả hai mục tiêu trên) thường có dạng nối các nơi nhận với nhau và có thể nối giữa nguồn phát.

Từ đây thấy rằng do đặc điểm của việc chuyển tải điện năng phải xây dựng riêng các tuyến đường cho nó, mà không sử dụng được các tuyến giao thông khác, nên nếu sử dụng bài toán trong việc xác định cấu trúc tối ưu của mạng điện phải có những điều kiện mở rộng.



Hình 4.2. Sơ đồ khởi bài toán vận tải.

trong đó lưu ý những hệ số của x_1, x_2, \dots, x_m ở hệ (4-8) tạo thành ma trận đơn vị cấp m .

Ở đây điều kiện số nguyên của lời giải chưa thoả mãn, thể hiện ở chỗ các giá trị b_1, \dots, b_m chưa là những số nguyên.

Khi đó cần lập thêm phương trình ràng buộc phụ theo qui tắc sau đây:

a) Phân tích:

$$\left. \begin{aligned} b_1 &= n_1 + r_1 \\ b_2 &= n_2 + r_2 \\ \dots \\ b_m &= n_m + r_m \end{aligned} \right\} \quad (4-37)$$

trong đó: n_i là phần nguyên ($0, 1, 2, \dots$) của b_i ; $i = 1, 2, \dots, m$ nhưng phải đảm bảo

$$n_i \leq b_i; \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (4-38)$$

r_i là phần lẻ của b_i ; $i = 1, 2, \dots, m$, nghĩa là:

$$0 \leq r_i < 1 \quad (4-39)$$

b) Sau khi xác định mọi giá trị n_i và r_i , $i = 1, 2, \dots, m$ chọn phương trình ràng buộc ứng với r_i cực đại để tạo ràng buộc phụ. Chẳng hạn có r_p là cực đại. Khi đó ràng buộc phụ được tạo từ phương trình thứ p ở hệ (4-36).

c) Phân tích các hệ số $a_{p1}, a_{p2}, \dots, a_{pn}, \dots, a_{pm}$ thành

$$\left. \begin{aligned} a_{p1} &= n_{p1} + r_{p1} \\ a_{p2} &= n_{p2} + r_{p2} \\ \dots \\ a_{pn} &= n_{pn} + r_{pn} \end{aligned} \right\} \quad (4-40)$$

trong đó n_{pj} ; $j = 1, 2, \dots, n$ là phần nguyên (âm, số 0 và dương) của a_{pj} và thoả mãn:

$$n_{pj} \leq a_{pj} \quad (4-41)$$

r_{pj} ; $j = 1, 2, \dots, n$ là phần lẻ của a_{pj} , nghĩa là:

$$0 \leq r_{pj} < 1 \quad (4-42)$$

d) Thành lập phương trình ràng buộc phụ với ẩn s_1 thêm vào trong dạng:

$$-r_{p1}x_1 - r_{p2}x_2 - \dots - r_{pn}x_n + s_1 = -r_p \quad (4-43)$$

trong đó các giá trị $r_{pj}, j = 1, 2, \dots, n$ lấy từ biểu thức (4-40) còn giá trị r_p lấy từ biểu thức (4-40).

Như vậy để tìm các giá trị nguyên của các ẩn cơ bản, ta đã đưa thêm ẩn phụ s_1 vào hệ cơ bản và bây giờ cần chuyển sang phần giải bài toán có thêm ràng buộc phụ dạng (4-43).

4.4.2. Giải bài toán khi có ràng buộc phụ

Như vậy bài toán qui hoạch tuyến tính giải theo thuật toán đơn hình ở bước này có $(m + 1)$ ẩn cơ bản là x_1, x_2, \dots, x_m và s_1 .

Bây giờ cần chuyển sang bước tiếp theo, trong đó ẩn cần loại ra chính là s_1 và chỉ cần xác định ẩn sẽ đưa vào trong bước mới. Nguyên tắc xác định ẩn cần đưa vào hệ cơ bản ở bước tiếp theo như sau:

a) Ghi các giá trị âm của các hệ số $-r_{pj}$ ở hàng ứng với hàng s_1 và ứng với $\Delta_j \neq 0$.

b) Xác định các tỷ số $\frac{\Delta_j}{r_{pj}}; j = 1, 2, \dots,$

c) Lấy cực tiểu của giá trị tuyệt đối $\left| \frac{\Delta_j}{r_{pj}} \right|; j = 1, 2, \dots, n$

d) Cột nào ứng với $\min \left| \frac{\Delta_j}{r_{pj}} \right|; j = 1, 2, \dots, n$

thì ẩn đó sẽ được đưa vào hệ ẩn cơ bản ở bước tiếp theo.

e) Theo thuật toán đơn hình. Giải tiếp cho đến khi mọi lời giải đều là số nguyên.

Nếu chú ý ta thấy những bước 1, 2, 3, 4 trên đây có tính đối ngẫu với các bước nhằm xác định ẩn loại ra khỏi hệ cơ bản ở thuật toán đơn hình. Vì vậy còn gọi là các bước giải theo phương pháp đơn hình đối ngẫu.

Để minh họa các bước của thuật toán Gomory ta xét một thí dụ đơn giản sau:

4.4.3. Thí dụ

Xác định $\{x_1, x_2\}$ là những giá trị nguyên, không âm, sao cho:

$$f(x) = -x_1 - 2x_2 \Rightarrow \min \quad (4-44)$$

và $-3x_1 + 4x_2 \leq 6$

$$4x_1 + 3x_2 \leq 12 \quad (4-45)$$

ta đưa vào ràng buộc (4-45) hai ẩn phụ x_3, x_4 , có:

$$-3x_1 + 4x_2 + x_3 = 6$$

$$4x_1 + 3x_2 + x_4 = 12 \quad (4-46)$$

Sử dụng thuật toán đơn hình để giải bài toán trên. Sau ba bước nhận được lời giải tối ưu như trình bày trên bảng 4.12.

Bảng 4.12

Bước	Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	-1 x_1	-2 x_2	0 x_3	0 x_4
1	0	x_3	6	-3	4	1	0
	0	x_4	12	4	3	0	1
		$F_1(x)$	0	$\Delta_1 = 1$	$\Delta_2 = 2$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = 0$
2	-2	x_2	3/2	-3/4	1	1/4	0
	0	x_4	15/2	25/4	0	-3/4	1
		$F_2(x)$	-3	$\Delta_1 = 5/2$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = -1/2$	$\Delta_4 = 0$
3	-2	x_2	12/5	0	1	4/25	3/25
	-1	x_1	6/5	1	0	-3/25	4/25
		$F_3(x)$	-6	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = -1/5$	$\Delta_4 = -2/5$

Từ bảng 4.12 thấy rằng sau ba bước $f(x)$ đã đạt giá trị cực tiểu là -6 nhưng $x_1 = 12/5$ và $x_2 = 6/5$, nghĩa là điều kiện số nguyên của lời giải chưa thoả mãn. Vì vậy cần xây dựng ràng buộc phụ.

Ở đây trong bước ba các ràng buộc chính có dạng:

$$\left. \begin{aligned} x_2 + \frac{4}{25}x_3 + \frac{3}{25}x_4 &= \frac{12}{5} \\ x_1 - \frac{3}{25}x_3 + \frac{4}{25}x_4 &= \frac{6}{5} \end{aligned} \right\} \quad (4-47)$$

Phân tích các giá trị b_2, b_1 theo biểu thức (4-37):

$$b_2 = 12/5 = 2 + 2/5$$

$$b_1 = 6/5 = 1 + 1/5$$

nghĩa là $r_2 = 2/5$; $r_1 = 1/5$. Vì $r_2 > r_1$ nên phương trình ràng buộc phụ sẽ thành lập từ ràng buộc ứng với r_2 , nghĩa là phương trình của x_2 .

Tiếp theo cần xác định các hệ số $r_{21}, r_{22}, r_{23}, r_{24}$ là phần lẻ của các hệ số $a_{21}, a_{22}, a_{23}, a_{24}$ tương ứng.

Ở đây:

$$a_{21} = 0 \text{ vậy } r_{21} = 0$$

$$a_{22} = 1 \text{ vậy } r_{22} = 0$$

$$a_{23} = 4/25 = 0 + 4/25 \text{ vậy } r_{23} = 4/25$$

$$a_{24} = 3/25 = 0 + 3/25 \text{ vậy } r_{24} = 3/25$$

Từ đây, ràng buộc phụ, xác định theo biểu thức (4-43) có dạng

$$(-4/25)x_3 - (3/25)x_4 + s_1 = (-2/5) \quad (4-48)$$

Như vậy để làm nguyên những giá trị của x_3 và x_4 ta đưa thêm ẩn phụ s_1 vào hệ cơ bản. Tiếp theo thành lập bảng đơn hình (bảng 4.13) để tìm cách loại ẩn s_1 ra.

Bảng 4.13

Bước	Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	-1 x_1	-2 x_2	0 x_3	0 x_4	0 s_1
1	-2	x_2	12/5	0	1	4/25	3/25	0
	-1	x_1	6/5	1	0	-3/25	4/25	0
	0	s_1	-2/5	0	0	-4/25	-3/25	1
		$F_1(x)$	-6	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = -1/5$	$\Delta_4 = -2/5$	$\Delta_5 = 0$
2	-2	x_2	2	0	1	0	0	1
	-1	x_1	3/2	1	0	0	1/4	-3/4
	0	x_3	5/2	0	0	1	3/4	-25/4
		$F_2(x)$	-11/2	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = -1/4$	$\Delta_5 = -5/4$

Trên bảng 4.13, ở bước 1 ta đưa thêm s_1 vào hệ ẩn cơ bản nhưng mọi giá trị khác đều không thay đổi. Tiếp theo ở bước hai cần loại s_1 ra và đưa một ẩn mới trong các ẩn x_3, x_4 vào hệ cơ bản và tạo giá trị nguyên cho x_2 .

Sử dụng nguyên tắc đưa ẩn mới vào dựa trên phương pháp đơn hình đối ngẫu đã trình bày. Trong thí dụ này ứng với hàng s_1 các giá trị $-r_{pj}$ ứng với $\Delta_j \neq 0$ là:

$$-4/25; -3/25$$

các giá trị Δ_j tương ứng là:

$$-1/5; -2/5$$

vậy:

$$\min \left| \frac{\Delta_j}{r_{pj}} \right| = \frac{1}{5}; \frac{4}{25} = \frac{5}{4}$$

nghĩa là ở bước tiếp theo ẩn x_3 (ứng với tỉ số trên) sẽ đưa vào hệ cơ bản. Biến đổi các hệ số của các phương trình ràng buộc ta nhận được lời giải như ghi ở bước 2 của bảng 4.13. Khi đó đã có: x_2 (nguyên). Nhưng $x_1 = 3/2$ (lẻ).

Vì vậy cần tiếp tục đưa phương trình ràng buộc phụ chứa s_2 để tạo số nguyên cho ẩn x_1 . Quá trình tính toán tương tự như đối với x_2 trên kia. Kết quả cuối cùng được ghi trong bảng 4-14.

Bảng 4.14

Bước	Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	-1 x_1	-2 x_2	0 x_3	0 x_4	0 s_1	0 s_2
3	-2	x_2	2	0	1	0	0	1	0
	-1	x_1	3/2	1	0	0	1/4	-3/4	0
	0	x_3	5/2	0	0	1	3/4	-25/4	0
	0	s_2	-1/2	0	0	0	-1/4	-3/4	1
		$F_3(x)$	-11/2	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = -1/4$	$\Delta_5 = -5/4$	$\Delta_6 = 0$
4	-2	x_2	2	0	1	0	0	1	0
	-1	x_1	1	1	0	0	0	0	1
	0	x_3	1	0	0	1	0	-4	3
	0	x_4	2	0	0	0	1	3	4
		$F_4(x)$	-5	$\Delta_1 = 0$	$\Delta_2 = 0$	$\Delta_3 = 0$	$\Delta_4 = 0$	$\Delta_5 = -2$	$\Delta_6 = -1$

Từ kết quả trên bảng 4.14 thấy rằng sau khi có lời giải tối ưu ban đầu (chưa xét đến điều kiện số nguyên của giá trị ẩn). Ta cần 4 bước để đưa x_1, x_2 về giá trị nguyên. Vậy lời giải cuối cùng có giá trị:

$$X = \{x_1, x_2\} = \{1, 2\}$$

$F(X) = -5$ (lớn hơn giá trị cực tiểu của $F(x)$).

Áp dụng qui hoạch số nguyên trong thiết kế mạng điện sẽ được trình bày ở chương tiếp theo:

Trong chương này đã trình bày những nội dung cơ bản của bài toán QHTT, trong đó thuật toán đơn hình đóng vai trò quan trọng để nhận được lời giải, đặc biệt khi bài toán có số ẩn lớn ta có thể cân sử dụng chương trình mẫu ở máy tính điện tử. Ngoài ra cũng trình bày một số dạng đặc biệt của bài toán QHTT như bài toán vận tải và qui hoạch số nguyên, khi đó có thể sử dụng những thủ tục riêng để giải.

Tính ứng dụng của bài toán QHTT trong kinh tế, kĩ thuật rất phong phú. Trên đây chỉ mô tả một số thí dụ trong hệ thống điện. Nhiệm vụ chủ yếu của người kĩ sư ở đây là nắm vững đối tượng khảo sát để thành lập bài toán (bao gồm xây dựng hàm mục tiêu và các ràng buộc). Khi đó những phương pháp của bài toán QHTT sẽ giúp ta tìm lời giải tối ưu).

Như đã trình bày, việc thiết kế mạng lưới chuyên tải, phân phối điện năng có những đặc điểm riêng khác với bài toán vận tải thông thường vì vậy sử dụng mô hình của bài toán QHTT trong thiết kế mạng điện được dành cho toàn bộ nội dung của chương tiếp theo.

§4.5. QUI HOẠCH PHI TUYẾN

4.5.1. Khái niệm chung

Bài toán qui hoạch tổng quát thường là bài toán qui hoạch phi tuyến. Chỉ cần một trong các hàm (4-1) hoặc (4-2) là các hàm phi tuyến thì bài toán qui hoạch tổng quát sẽ là bài toán qui hoạch phi tuyến. Để giải bài toán qui hoạch phi tuyến người ta thường áp dụng một trong các phương pháp là: tuyến tính hoá, đưa về bài toán qui hoạch phi tuyến không ràng buộc, giải trực tiếp, qui hoạch động v.v... Ta sẽ lần lượt xét qua các phương pháp đó.

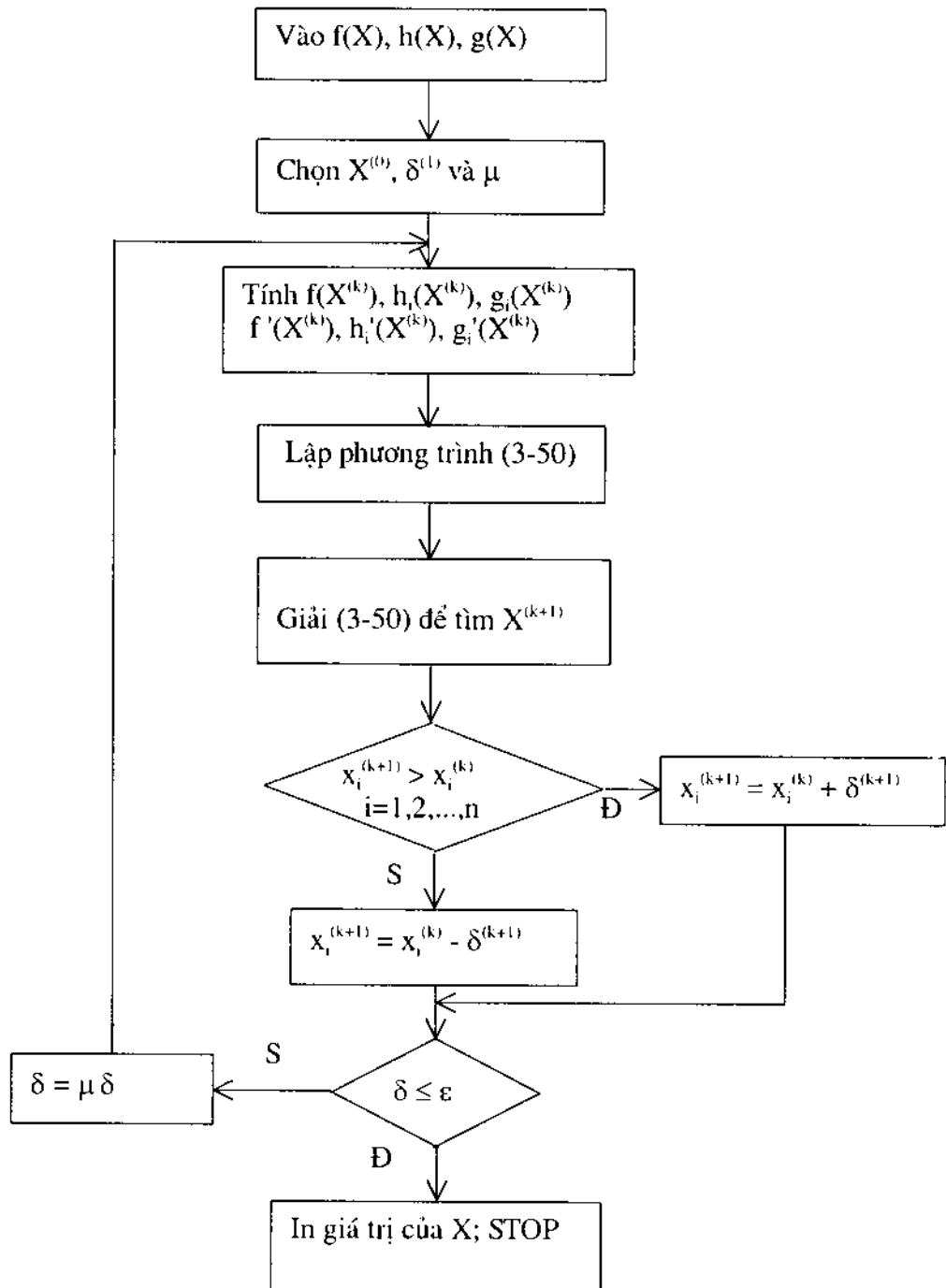
4.5.2. Phương pháp tuyến tính hoá

Một trong các phương pháp tuyến tính hoá là phương pháp qui hoạch xấp xỉ. Nội dung của nó như sau:

Xác định tập giá trị các biến: $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$

Sao cho hàm $f(x_j) \rightarrow \max (\min)$ (4-49)

$j = 1, 2, \dots, n$



Hình 4.3. Sơ đồ khối của phương pháp tuyến tính hoá.

Đồng thời thoả mãn các điều kiện:

$$h_i(X) = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m_1)$$

$$g_i(X) \geq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m_2)$$

trong đó, trong trường hợp tổng quát, các hàm $f(x)$, $h_i(x)$, $g_i(x)$ đều là hàm phi tuyến.

$$x_j \in X \subset \mathbb{R}^n.$$

Ta khai triển các hàm trên theo chuỗi Taylor và chỉ lấy đến hàm bậc nhất. Như vậy, ở bước lặp thứ k ta có:

$$\left. \begin{aligned} f(X) &= f(X^{(k)}) + \sum f'(X^{(k)})(x_i - x_i^{(k)}) \rightarrow \min \\ h_i(X) &= h_i(X^{(k)}) + \sum h'_{x_i}(X^{(k)})(x_i - x_i^{(k)}) = 0 \\ g_i(X) &= g_i(X^{(k)}) + \sum g'_{x_i}(X^{(k)})(x_i - x_i^{(k)}) \geq 0 \end{aligned} \right\} \quad (4-50)$$

trong đó $x_i^{(k)}$ là giá trị x_i tại bước lặp thứ k . Còn $X^{(k)}$ là vector X tại bước lặp thứ k .

Như vậy ta đã đưa bài toán qui hoạch phi tuyến thành bài toán qui hoạch tuyến tính. Giải hệ (4-50) bằng phương pháp lặp như sau:

Bước 1: + Chọn tập nghiệm ban đầu $X^{(0)}$.

+ Tính các giá trị $f(X^{(0)})$, $h(X^{(0)})$, $g(X^{(0)})$.

+ Lấy các đạo hàm $f'(X)$, $h'(X)$, $g'(X)$ và tính giá trị của chúng theo $X^{(0)}$ $f'(X^{(0)})$, $h'(X^{(0)})$, $g'(X^{(0)})$.

+ Lập bài toán qui hoạch tuyến tính (4-50).

Bước 2: + Giải bài toán qui hoạch tuyến tính (4-50) được $X^{(1)}$.

+ Chọn vector δ tùy ý

+ So sánh giữa các thành phần thứ i của hai vector $(X^{(0)})$ và $(X^{(1)})$.

- Nếu $x_i^{(1)} > x_i^{(0)}$ thì xác định được $x_i^{(1)} = x_i^{(0)} + \delta^{(1)}$.

- Nếu $x_i^{(1)} < x_i^{(0)}$ thì xác định được $x_i^{(1)} = x_i^{(0)} - \delta^{(1)}$.

trong đó $\delta^{(1)}$ là độ dài bước lặp thứ 1 ($0 < \delta^{(1)} < 1$).

Ở những bước lặp khác ta có: $\delta^{(k+1)} = \mu \delta^{(k)}$ ($0 < \mu < 1$)

Điều kiện tối ưu là khi nào $\delta \leq \varepsilon$ thì coi như bài toán hội tụ theo tiêu chuẩn đã đề ra.

Thí dụ: Xác định $X = \{ x_1, x_2 \}$ sao cho

$$f(X) = x_1^2 + x_2^2 - 16x_1 - 10x_2 \rightarrow \min$$

với:

$$g_1(X) = 11 - x_1^2 + 6x_1 - 4x_2 \geq 0$$

$$g_2(X) = x_1x_2 - 3x_2 - e^{x_1-3} + 1 \geq 0$$

$$x_1 \geq 0; x_2 \geq 0$$

Giải: Ở bước 1 ta cho $X^{(0)} = [x_1(0), x_2(0)] = [4, 3]^T$

Từ đó suy ra: $f(X^{(0)}) = 16 + 9 - 64 - 30 = -69$

Đạo hàm của hàm $f(x)$ theo x_1 sẽ là:

$$f'_{x_1}(X^{(0)}) = 2x_1 - 16 = 2 \cdot 4 - 16 = -8$$

Đạo hàm của hàm $f(x)$ theo x_2 sẽ là:

$$f'_{x_2}(X^{(0)}) = 2x_2 - 10 = 2 \cdot 3 - 10 = -4$$

Như vậy: $f(X) = f(X^{(0)}) + f'_{x_1}(X^{(0)})(x_1 - x_1^{(0)}) + f'_{x_2}(X^{(0)})(x_2 - x_2^{(0)}) =$

$$= -69 - 8(x_1 - 4) - 4(x_2 - 3) =$$

$$= -8x_1 - 4x_2 - 25$$

Cũng làm tương tự đối với các hàm phi tuyến $g_1(X)$ và $g_2(X)$ ta có:

$$g_1(X) = g_1(X^{(0)}) + g_1'_{x_1}(X^{(0)})(x_1 - x_1^{(0)}) + g_1'_{x_2}(X^{(0)})(x_2 - x_2^{(0)}) =$$

$$= 7 - 2(x_1 - 4) - 4(x_2 - 3) = -2x_1 - 4x_2 + 27$$

$$g_2(X) = g_2(X^{(0)}) + g_2'_{x_1}(X^{(0)})(x_1 - x_1^{(0)}) + g_2'_{x_2}(X^{(0)})(x_2 - x_2^{(0)}) =$$

$$= 0,28x_1 + x_2 - 2,84$$

Tóm lại ta đưa về bài toán QHTT sau:

Xác định $X = \{ x_1, x_2 \}$ sao cho:

$$f(X) = -8x_1 - 4x_2 - 25 \rightarrow \min$$

$$g_1(X) = -2x_1 - 4x_2 + 27 \geq 0$$

$$g_2(X) = 0,28x_1 + x_2 - 2,84 \geq 0$$

$$x_1 \geq 0$$

$$x_2 \geq 0$$

Có thể sử dụng phương pháp đơn hình để giải. Ở bước 1 ta giải được $x^{(1)} = [13,5 \ 0]^T$.

Nếu chọn $\delta^{(1)} = [0,5 \ 0,5]^T$ và vì $x_1^{(1)} = 13,5 > x_1^{(0)} = 4$ và $x_2^{(1)} = 0 < x_2^{(0)} = 3$ nên:

$$x_1^{(1)} = 4 + 0,5 = 4,5$$

$$x_2^{(1)} = 3 - 0,5 = 2,5$$

Thành lập bài toán cho bước tiếp theo:

$$\begin{aligned} f(X) &= f(X^{(1)}) + f'_{x_1}(X^{(1)})(x_1 - x_1^{(1)}) + f'_{x_2}(X^{(1)})(x_2 - x_2^{(1)}) = \\ &= -70,5 - 7(x_1 - 4,5) - 5(x_2 - 2,5) = -7x_1 - 5x_2 - 31,5 \end{aligned}$$

Nếu chọn $\mu = 0,8$ thì ở bước lập tiếp theo ta có: $\delta^{(2)} = 0,8$, $\delta^{(1)} = [0,4 \ 0,4]^T$

Cứ tiếp tục như vậy đến khi nào $\delta \leq \epsilon$ thì thuật toán kết thúc.

Ưu điểm: - Thuật toán đơn giản, giải đơn giản (vì có chương trình mẫu).

- Nói chung là hội tụ

Nhược điểm: Tốc độ tính toán chậm, không dùng cho hệ thống điện lớn

4.5.3. Đưa về qui hoạch phi tuyến không ràng buộc

4.5.3.1. Phương pháp Lagrange và định lí Kuhn - Tucker

1. Bài toán Lagrange dạng chính tắc

Phương pháp Lagrange là phương pháp kinh điển giải bài toán qui hoạch phi tuyến khi các ràng buộc có dạng đẳng thức và bất đẳng thức, để xác định cực trị có điều kiện (cực trị vướng) của hàm nhiều biến và khi hàm đó liên tục cùng với đạo hàm riêng bậc nhất của nó.

Trước hết ta xét bài toán dạng chính tắc sau: Xác định $X = \{ x_1, x_2, \dots, x_n \}$ sao cho

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \min$$

với các ràng buộc $h_i(X) = 0$ ($i=1, 2, \dots, m$)

Để giải bài toán này, người ta sử dụng đối ngẫu Lagrange. Nội dung của nó như sau: Từ bài toán tối ưu đang xét (gọi là bài toán gốc), ta đi xây dựng một bài toán tối ưu khác (gọi là bài toán đối ngẫu) sao cho giữa các bài toán này có một mối liên quan chặt chẽ (ví dụ từ nghiệm của bài toán này có thể suy ra nghiệm của bài toán kia). Đối ngẫu Lagrange ở đây là bài toán sau:

Xác định $X = \{ x_1, x_2, \dots, x_n \}$ sao cho:

$$L(x_1, x_2, \dots, x_n; \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \min$$

Trong đó L là hàm Lagrange còn λ là nhân tử Lagrange. Hệ phương trình Lagrange được thành lập trên cơ sở lấy đạo hàm riêng của hàm L theo x_j và λ_i và cho chúng bằng không như sau:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_j} &= \frac{\partial f(X)}{\partial x_j} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial h_i(X)}{\partial x_j} = 0 & (j=1,2,\dots,n) \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} &= h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 & (i=1,2,\dots,m) \end{aligned} \right\} \quad (4-51)$$

Nếu ở điểm $X^* = \{x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*\}$ hàm $f(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ đạt cực trị thì tồn tại vector $\lambda^* = \{\lambda_1^*, \lambda_2^*, \dots, \lambda_m^*\}$ sao cho điểm $\{x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*, \lambda_1^*, \lambda_2^*, \dots, \lambda_m^*\}$ là lời giải của hệ (4-51).

Từ (4-51) có n+m phương trình sẽ giải được n ẩn x_j và m ẩn λ_i .

Để xác định cực đại hoặc cực tiểu phải khảo sát giá trị đạo hàm bậc 2 của L(X) hoặc f(X).

Ví dụ: Tìm giá trị $X = \{x_1, x_2\}$ sao cho:

$$f(X) = 2x_1^2 + 3x_2^2 \rightarrow \min$$

Với ràng buộc: $h(X) = 0,8x_1 + 3x_2 - 2 = 0$

Giải: Thành lập hàm Lagrange như sau:

$$L(X, \lambda) = f(X) + \lambda \cdot h(X) = 2x_1^2 + 3x_2^2 + \lambda(0,8x_1 + 3x_2 - 2) \rightarrow \min$$

Cần khảo sát hàm số $L(X, \lambda)$ để tìm cực trị. Ta lấy đạo hàm và cho bằng không:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial x_1} &= 4x_1 + 0,8\lambda = 0 \\ \frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial x_2} &= 6x_2 + 3\lambda = 0 \\ \frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial \lambda} &= 0,8x_1 + 3x_2 - 2 = 0 \end{aligned}$$

Giải 3 phương trình trên tìm được: $x_1 = 4/31$ và $x_2 = 10/31$.

Vì các đạo hàm bậc 2 theo x_1 và x_2 đều >0 nên $\min f(X) = \min L(X, \lambda) = 2(4/31)^2 + 3(10/31)^2 = 332/961$.

2. Bài toán Lagrange dạng mở rộng

Đối với bài toán Lagrange mở rộng tức là trong hệ ràng buộc có tồn tại cả các bất phương trình thì người ta thường dùng phương pháp dựa trên định lí Kuhn-Tucker (định lí về điểm yên ngựa) gọi là phương pháp Lagrange mở rộng.

Giả thiết cần xác định $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ sao cho:

$$\left. \begin{aligned} f(x_1, x_2, \dots, x_n) &\rightarrow \text{min và thỏa mãn các ràng buộc:} \\ h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0; \quad i = 1, 2, \dots, m_1 \\ g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) &\geq 0; \quad i = m_1 + 1, \dots, m \\ x_j &\geq 0 \quad (j=1, 2, \dots, n) \end{aligned} \right\} \quad (4-51b)$$

Chú ý: trong trường hợp cần làm max hàm $f(X)$ ta nhân $f(X)$ với -1 để thành $-f(X) \rightarrow \text{min}$ hoặc khi có $g_i(X) \leq 0$ ta nhân $g_i(X)$ với -1 để có ràng buộc $g_i(X) \geq 0$.

Hàm Lagrange có dạng:

$$L(X, \lambda) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=1}^{m_1} \lambda_i h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) + \sum_{i=m_1+1}^m \lambda_i g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \text{min}$$

Vì $g_i(X)$ không đồng nhất bằng không nên không thể lấy đạo hàm hàm $L(X, \lambda)$ và cho bằng không như trước đây.

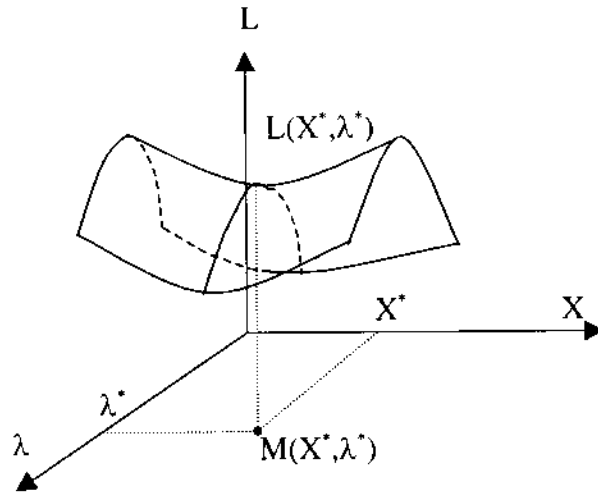
Giả thiết $f(X)$ và $g_i(X)$; $i=1, 2, \dots, m$ liên tục, khả vi và tạo thành tập hợp lồi thì ta có thể sử dụng định lí Kuhn-Tucker để giải bài toán này.

Nội dung của nó có thể hiểu như sau: Điểm L trên mặt cong $L(X, \lambda)$ là min theo X và max theo λ (hình 4.4).

Định lí: Vectơ X^* chỉ là lời giải tối ưu của bài toán (4-51b) khi tồn tại vectơ λ^* mà sao cho:

Giá trị của điểm $L(X^*, \lambda^*)$ bé hơn điểm $L(X, \lambda^*)$ và lớn hơn điểm $L(X^*, \lambda)$.

$$L(X^*, \lambda) \leq L(X^*, \lambda^*) \leq L(X, \lambda^*) \quad (4-52)$$



Hình 4.4. Điểm yên ngựa.

$L(X^*, \lambda^*)$ là điểm yên ngựa của hàm $L(X, \lambda)$.

Ví dụ 1: Ta lấy một ví dụ đơn giản như sau:

Tìm giá trị $X = \{x_1, x_2\}$ sao cho:

$$f(X) = 2x_1^2 + 3x_2^2 \rightarrow \min$$

Với ràng buộc: $g(X) = 0,8x_1 + 3x_2 - 2 \geq 0$

Giải: Thành lập hàm Lagrange như sau:

$$L(X, \lambda) = f(X) + \lambda \cdot g(X) = 2x_1^2 + 3x_2^2 + \lambda(0,8x_1 + 3x_2 - 2)$$

Theo điều kiện Kuhn-Tucker phải có:

$$\frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial x_1} = 4x_1^* + 0,8\lambda^* \geq 0 \quad ; \quad (4x_1^* + 0,8\lambda^*)x_1^* = 0$$

$$\frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial x_2} = 6x_2^* + 3\lambda^* \geq 0 \quad ; \quad (6x_2^* + 3\lambda^*)x_2^* = 0$$

$$\frac{\partial L(X, \lambda)}{\partial \lambda} = 0,8x_1 + 3x_2 - 2 \geq 0 \quad ; \quad (0,8x_1^* + 3x_2^* - 2)\lambda^* = 0$$

Theo dấu bài rõ ràng x_1^* và x_2^* phải dương, vì nếu $x_1^* = 0$ và $x_2^* = 0$ thì bất đẳng thức $g(X) \geq 0$ không thoả mãn.

Từ đây ta có thể giải x_1^* , x_2^* và λ^* từ hệ:

$$4x_1^* + 0,8\lambda^* = 6x_2^* + 3\lambda^* = 0,8x_1^* + 3x_2^* - 2 = 0$$

Giải ra ta được: $x_1 = 4/31$ và $x_2 = 10/31$ (Tức là tại điểm ứng với $\frac{\partial L}{\partial x_j} = 0$)

Ví dụ 2. Bài toán xác định phân bố tối ưu công suất tác dụng trong hệ thống điện: Cho hệ thống điện có n nhà máy nhiệt điện và N nút phụ tải. Nếu đặt x_i là công suất tác dụng phát ra của nhà máy điện thứ i làm ẩn số và đặt hàm chi phí tính toán là $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ thì bài toán có dạng sau:

Hãy xác định tập $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ sao cho:

$$f(X) \rightarrow \min$$

và các ràng buộc:

$$h_1(X) = \sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i=1}^N P_{Ti} - \Delta P(P, Q) = 0$$

$$\begin{aligned}
h_2(X) &= \sum_{i=1}^n Q_i - \sum_{i=1}^N Q_{Ti} - \Delta Q(P, Q) = 0 \\
P_i - P_{i \min} &\geq 0; & P_{i \max} - P_i &\geq 0 \\
Q_i - Q_{i \min} &\geq 0; & Q_{i \max} - Q_i &\geq 0 \\
U_i - U_{i \min} &\geq 0; & U_{i \max} - U_i &\geq 0 \\
\delta_{ij \max} - \delta_i - \delta_j &\geq 0
\end{aligned}$$

Giải: Đưa tất cả các hàm ràng buộc vào hàm mục tiêu để biến bài toán về dạng bài toán không có ràng buộc ta có:

$$\begin{aligned}
L(X, \lambda) &= f(X) + \lambda_1 \left(\sum_{i=1}^n P_i - \sum_{i=1}^N P_{Ti} - \Delta P(P, Q) \right) + \lambda_2 \left(\sum_{i=1}^n Q_i - \sum_{i=1}^N Q_{Ti} - \Delta Q(P, Q) \right) + \\
&+ \sum_{i=1}^n \lambda_3 (P_i - P_{i \min}) + \sum_{i=1}^n \lambda_4 (P_{i \max} - P_i) + \sum_{i=1}^n \lambda_5 (Q_i - Q_{i \min}) + \sum_{i=1}^n \lambda_6 (Q_{i \max} - Q_i) + \\
&+ \sum_{i=1}^N \lambda_7 (U_i - U_{i \min}) + \sum_{i=1}^N \lambda_8 (U_{i \max} - U_i) + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \lambda_9 (\delta_{ij \max} - \delta_i - \delta_j) \rightarrow \min
\end{aligned}$$

Sau khi đã đưa được bài toán về dạng bài toán qui hoạch phi tuyến không ràng buộc, ta chỉ cần lấy đạo hàm của hàm $L(X)$ theo các biến số X , λ và β và cho bằng không thì ta sẽ chuyển bài toán về bài toán giải hệ phương trình đại số thông thường. Số ẩn của bài toán là $6n + 4N + 2$. Như vậy nếu $n=10$ và $N=50$ thì số nghiệm là 262 nghiệm.

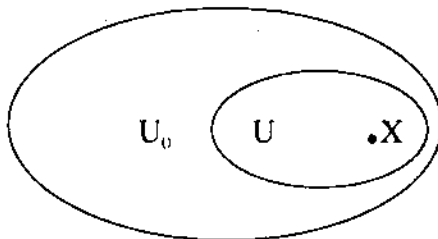
Ưu nhược điểm của phương pháp:

Ưu điểm: Đây là bài toán kinh điển nên đảm bảo tính hội tụ và có nhiều chương trình mẫu

Nhược điểm: Do số ẩn lớn nên chỉ dùng cho hệ thống bé và để lấy số liệu ban đầu.

4.5.3.2. Phương pháp hàm phạt

Phương pháp hàm phạt cũng là một phương pháp nhằm đưa bài toán về dạng bài toán qui hoạch không ràng buộc (đưa các ràng buộc vào hàm mục tiêu).



Hình 4.5. Khái niệm về hàm phạt.

Định nghĩa hàm phạt: Nếu có tập X nằm trong miền U ($X \in U$) đồng thời có tập U_0 bao cả tập U (Hình 4.5) mà:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} P(X^{(k)}) = \begin{cases} 0 & \text{nếu } X \in U \\ +\infty & \text{nếu } X \in (U_0 - U) \end{cases}$$

thì $P(X^{(k)})$ được gọi là hàm phạt còn k là bước lặp thứ k .

Như vậy với số bước lặp k lớn mà X vẫn nằm trong miền U thì phạt ít ($P \rightarrow 0$), còn nếu X nằm ra ngoài miền U thì phạt nhiều ($P \rightarrow \infty$).

Ta có thể áp dụng điều đó để đưa bài toán qui hoạch phi tuyến có ràng buộc thành bài toán qui hoạch phi tuyến không ràng buộc như sau:

Xét bài toán có dạng tổng quát sau: Xác định $X = \{ x_1, x_2, \dots, x_n \}$ sao cho

$$\left. \begin{aligned} f(X) &\rightarrow \min(\max) \\ \text{với các ràng buộc} \quad h_i(X) &= 0 \quad (i=1, 2, \dots, m_1) \end{aligned} \right\} \quad (4-55)$$

và

$$g_i(X) \geq 0; \quad (i=1, 2, \dots, m_2)$$

$$x_j \geq 0 \quad (j=1, 2, \dots, n)$$

Điều quan trọng ở đây là chọn được dạng hàm phạt thích hợp. Hiện nay người ta hay chọn hàm phạt như sau:

Đối với ràng buộc $h_i(X) = 0$ ta chọn:

$$P_1(X^{(k)}) = \frac{1}{\sqrt{r^{(k)}}} \sum_{i=1}^{m_1} [h_i(X^{(k)})]^2 \quad (4-56)$$

Đối với ràng buộc $g_i(X) \geq 0$ ta chọn:

$$P_2(X^{(k)}) = r^{(k)} \sum_{i=1}^{m_2} \frac{1}{g_i(X^{(k)})} \quad (4-57)$$

trong đó $r^{(k)}$ là hệ số phạt của bước lặp thứ k . Chưa có cách nào lấy $r^{(k)}$ một cách tốt nhất.

Nếu chấp nhận như vậy thì hệ (4-55) sẽ biến thành hệ (4-57) như sau:

$$P(X^{(k)}) = f(X^{(k)}) + \left[\frac{1}{\sqrt{r^{(k)}}} \sum_{i=1}^{m_1} [h_i(X^{(k)})]^2 + r^{(k)} \sum_{i=1}^{m_2} \frac{1}{g_i(X^{(k)})} \right] \rightarrow \min(\max)$$

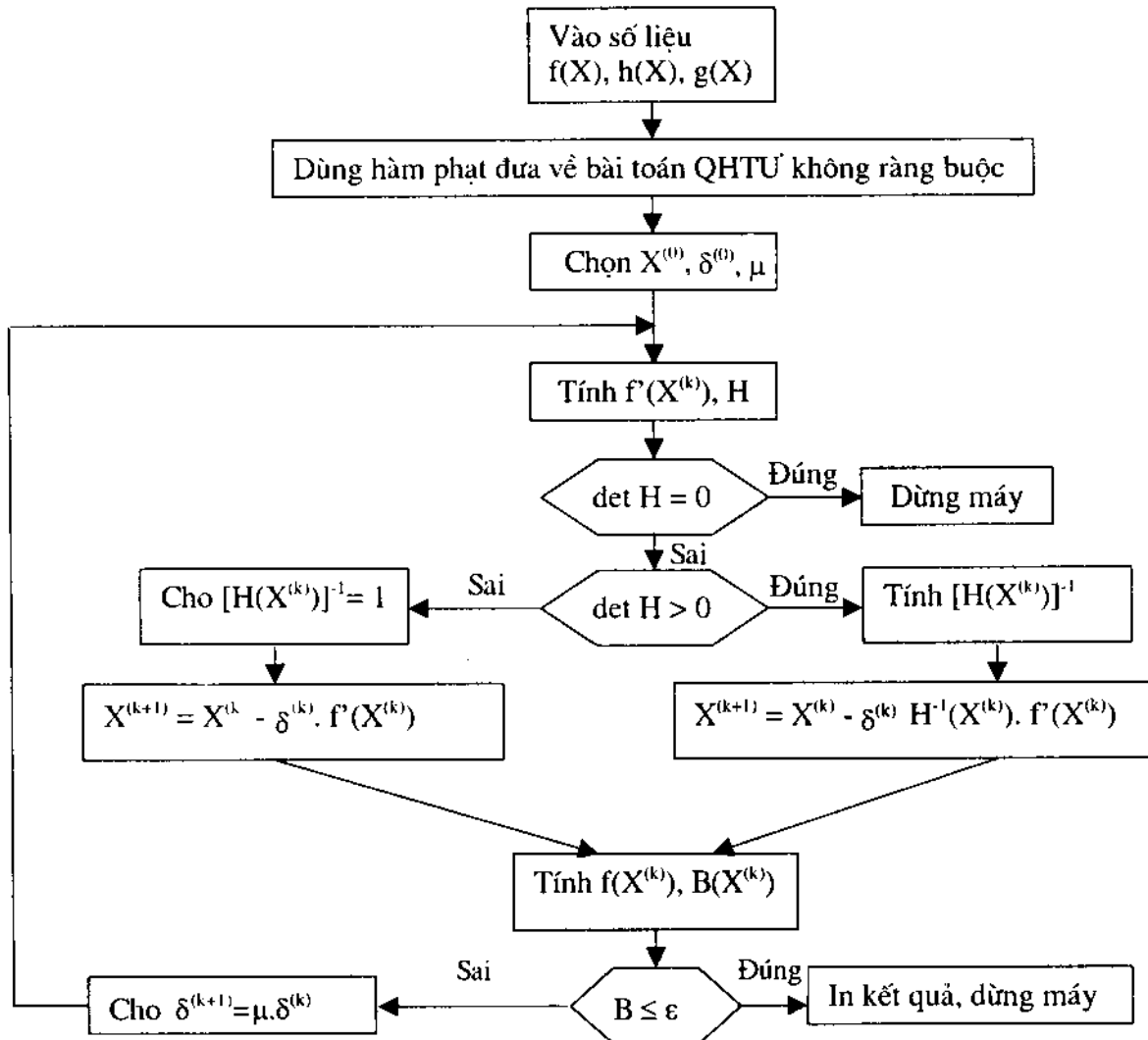
Trong bước lặp thứ $k+1$ ta có: $r^{(k+1)} = \mu r^{(k)}$

Tiêu chuẩn hội tụ ở đây là:

$$B = \frac{1}{\sqrt{r^{(k)}}} \sum_{i=1}^{m_1} [h_i(X^{(k)})]^2 + r^{(k)} \sum_{i=1}^{m_2} \frac{1}{g_i(X^{(k)})} \leq \epsilon$$

4.5.3.3. Phương pháp Newton bậc 2 giải qui hoạch phi tuyến không ràng buộc

Sau khi đã dùng phương pháp hàm phạt để đưa bài toán qui hoạch phi tuyến có ràng buộc về bài toán qui hoạch phi tuyến không ràng buộc, ta có thể áp dụng phương pháp Newton bậc 2 để giải tiếp bài toán này. Nội dung của nó như sau:



Hình 4.6. Sơ đồ khối của pp Hàm phạt và Newton bậc 2.

Cần giải bài toán tìm cực trị của hàm phi tuyến $f(X)$ như sau:

Xác định tập $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ sao cho:

$$f(X) \text{ min (max)}$$

Giải: Hàm $f(X)$ có thể tính gần đúng bằng cách khai triển Taylo xung quanh điểm $X^{(k)}$ và chỉ lấy đến bậc 2 như sau:

$$f(X) = f(X^{(k)}) + f'(X^{(k)})(X - X^{(k)}) + 0,5f''(X^{(k)})(X - X^{(k)})^2$$

Để tìm cực trị hàm $f(X)$ ta lấy đạo hàm của nó và cho bằng không như sau:

$$f'(X) = f'(X^{(k)}) + 2 \cdot 0,5f''(X^{(k)})(X - X^{(k)}) = f'(X^{(k)}) + f''(X^{(k)}) \cdot \Delta X = 0$$

trong đó: $\Delta X = X^{(k+1)} - X^{(k)}$ suy ra: $X^{(k+1)} = X^{(k)} + \Delta X$ và thay $\Delta X = -[f''(X^{(k)})]^{-1} \cdot f'(X^{(k)})$ vào ta có:

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} - H^{-1} \cdot f'(X^{(k)})$$

Với $H = f''(X^{(k)})$ gọi là ma trận Hess.

Như vậy theo phương pháp Niuton bậc 2 ta thực hiện phép lặp:

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} - \delta^{(k)} H^{-1}(X^{(k)}) \cdot f'(X^{(k)})$$

trong đó: δ là độ dài bước lặp.

Sơ đồ khối của phương pháp hàm phạt và Niuton bậc 2 giải qui hoạch phi tuyến có ràng buộc đã được chỉ ra trên hình 4.6.

§4.6. ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP QUI HOẠCH ĐỘNG

4.6.1. Khái niệm về phương pháp qui hoạch động

Phương pháp qui hoạch động là một phương pháp toán học kinh điển xác định lời giải tối ưu theo nhiều bước. Mỗi bước cần có một quyết định và quyết định của bước trước sẽ có ảnh hưởng trực tiếp đến bước sau. Cách giải bài toán qui hoạch động là tạo ra một dãy các quyết định hoặc một sách lược cho cả quá trình. Sách lược thoả mãn tất cả mục tiêu và các ràng buộc gọi là sách lược tối ưu. Thường bài toán qui hoạch động lấy mục tiêu là tối ưu hoá việc phân phối sử dụng tài nguyên (tiền, máy móc, nhân công, nhiên liệu...) cho cả quá trình nhiều giai đoạn để hiệu quả sử dụng tổng cộng là lớn nhất. Ta thông qua một ví dụ cụ thể để tìm hiểu phương pháp.

Giả thiết cần tìm cách phân phối nguồn vốn ban đầu X cho k nhà máy hoạt động trong n năm sao cho lợi nhuận thu được từ k nhà máy đó sau n năm là lớn nhất. Điều đó có nghĩa là

cần tìm bộ giá trị nguồn vốn đầu tư cho từng nhà máy ở mỗi năm sao cho lợi nhuận tổng sau n năm là lớn nhất.

Giả thiết gọi $x_j^{(i)}$ là giá trị nguồn vốn đầu tư cho nhà máy i ở đầu năm j , trong đó $i=1,2,\dots,k$ và $j=1,2,\dots,n$; ngoài ra phải đảm bảo cân bằng nguồn vốn ở mỗi năm:

$$\sum_{i=1}^k x_j^{(i)} = X_j; j=1,2,\dots,n \quad (4-59)$$

trong đó X_j là nguồn vốn tổng còn lại, đặt vào năm j cho k nhà máy.

Nếu gọi W là lợi nhuận tổng của k nhà máy sau n năm hoạt động thì W sẽ phụ thuộc vào nguồn vốn ban đầu X cho cả k nhà máy và số năm hoạt động n . Quan hệ giữa W, X và n có thể biểu diễn như sau:

$$W(X,n) = W(x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}) = W(x_j^{(i)}) \quad (i=1,2,\dots,k; j=1,2,\dots,n) \quad (4-60)$$

Như vậy ta phải phân bố nguồn vốn X cho các nhà máy sao cho lợi nhuận tổng W phải đạt cực đại sau n năm. Đây là một bài toán điển hình của phương pháp qui hoạch động và có thể biểu diễn bài toán như sau:

Hãy xác định tập giá trị $X = \{x_j^{(i)}\}; i=1,2,\dots,k; j=1,2,\dots,n$ sao cho:

$$W(X,n) \rightarrow \max \quad (4-61)$$

và thoả mãn điều kiện:

$$\sum_{i=1}^k x_j^{(i)} = X_j; j=1,2,\dots,n \quad (4-62)$$

$$x_j^{(i)} \geq 0$$

trong đó biểu thức (4-61) có thể biểu diễn bằng tổng lợi nhuận của n năm:

$$W(X,n) = \sum_{j=1}^n W_j(X_j) \quad (4-63)$$

trong đó W_j là lợi nhuận của k nhà máy ở năm j . Như vậy hàm mục tiêu $W(X,n)$ sẽ có dạng một tổng.

Nếu giả thiết rằng nguồn vốn X đưa vào từ năm đầu tiên cho k nhà máy và hàng năm không được bổ sung. Không những thế, lượng nguồn vốn của mỗi nhà máy lại còn bị hao hụt qua từng năm do việc sử dụng để sản xuất sinh lợi nhuận. Điều đó có nghĩa là đối với nhà máy i ta có:

$$x_1^{(i)} > x_2^{(i)} > \dots > x_j^{(i)} > \dots > x_n^{(i)} \quad (4-64)$$

Cần lưu ý rằng lời giải tối ưu ở đây được xác định nhờ việc giải quyết mâu thuẫn sau đây: Thường khi nhà máy đem lại lợi nhuận nhiều thì lại bị hao hụt nhiều về vốn (sử dụng nhiều vật tư tiêu hao, máy móc hư hỏng nhiều, trả lương nhiều hơn...).

Tinh thần của phương pháp qui hoạch động là việc tối ưu hoá được thực hiện dần từng bước, nhưng phải đảm bảo nhận được lời giải tối ưu cho cả n bước. Đó là vì trong nhiều trường hợp một phương án đem lại lợi nhuận cực đại riêng rẽ cho bước này có thể dẫn đến hậu quả tai hại cho các bước sau (ví dụ nếu chỉ nhìn cục bộ trong một năm thì ta sẽ đem đầu tư hết nguồn vốn vào nhà máy nào mà sản xuất đem lại nhiều lợi nhuận nhất mặc dù sau năm đó thiết bị hư hỏng nhiều gây thiệt hại sản xuất cho những năm sau). Như vậy nguyên lí tối ưu của qui hoạch động có thể phát biểu như sau: " Một bộ phận của sách lược tối ưu cũng là một sách lược tối ưu". Tức là, ở mỗi bước đều phải chọn quyết định sao cho đây quyết định còn lại phải tạo thành một sách lược tối ưu trừ bước cuối cùng. Thật vậy, nếu ta có n bước thì quyết định ở bước thứ n sẽ không ảnh hưởng đến bất cứ bước nào và chính vì vậy quá trình giải bằng qui hoạch động sẽ được tiến hành theo trình tự ngược từ bước cuối cùng lên bước đầu tiên.

Tuy nhiên muốn đưa ra quyết định ở bước cuối cùng thì ta phải biết được kết quả của bước trước đó. Chẳng hạn trong ví dụ về quản lí nhà máy, ta chưa biết ở cuối năm (n-1) nguồn vốn còn lại là bao nhiêu và lợi nhuận đã đạt được là bao nhiêu. Vì vậy cách làm của qui hoạch động là tìm lời giải tối ưu ở bước n ứng với những phương án kết thúc khác nhau ở bước n-1. Đó là lời giải tối ưu có điều kiện ở bước thứ n. Sau đó xác định lời giải tối ưu có điều kiện ở bước (n-1) ứng với mọi phương án kết thúc có thể của bước (n-2) sao cho hàm mục tiêu đạt giá trị cực trị trong cả hai bước cuối (bước n-1 và n). Cứ làm như vậy cho đến bước đầu tiên. Đó là trình tự ngược để xác định lời giải tối ưu có điều kiện ở mỗi bước.

Sau khi tiến hành xong trình tự ngược ta căn cứ vào trạng thái ban đầu đã cho của bài toán để tiến hành trình tự thuận từ bước 1 đến bước n và xác định dãy quyết định tối ưu.

4.6.2. Thành lập phương trình phiếm hàm Bellman

Phương trình phiếm hàm Bellman là nội dung chính của phương pháp qui hoạch động. Ta vẫn dùng bài toán phân phối nguồn vốn để diễn giải cách thành lập phương trình phiếm hàm Bellman.

Giả thiết ta đầu tư nguồn vốn ban đầu X_1 vào một nhà máy để sản xuất hai mặt hàng A và B. Quá trình khảo sát là n năm. Vào đầu năm thứ nhất, nguồn vốn tổng được phân làm hai phần: x_1 để sản xuất mặt hàng A và $(X_1 - x_1)$ để sản xuất mặt hàng B.

Sau năm đầu mặt hàng A đã đem lại cho nhà máy một lợi nhuận theo quan hệ $g(x_1)$, mặt hàng B mang lại lợi nhuận $h(X_1 - x_1)$.

Sau khi sản xuất các mặt hàng, nguồn vốn sẽ bị hao hụt. Giả thiết sau năm đầu sản xuất mặt hàng A, nguồn vốn x_1 chỉ còn là $x_2 = ax_1$ trong đó $0 < a < 1$, còn đối với mặt hàng B nguồn vốn còn:

$$X_2 - x_2 = b(X_1 - x_1) \text{ trong đó } 0 < b < 1.$$

Nguồn vốn x_2 và $X_2 - x_2$ được tiếp tục đầu tư vào năm thứ hai để sản xuất mặt hàng A và B. Quá trình cứ thế tiếp diễn trong n năm.

Giá trị vốn ban đầu X_1 cũng như số năm n đã biết. Do có mâu thuẫn ở trong các giá trị của g, h, a, b (vì nếu $g > h$ thì thường $a < b$) nên cần phải tìm sự phân phối tối ưu nguồn vốn X_1 trong từng năm sao cho tổng lợi nhuận của nhà máy trong n năm là cực đại.

Giả thiết rằng các hàm lợi nhuận $g(x_i)$ và $h(X_i - x_i)$ không phụ thuộc vào thời gian mà chỉ phụ thuộc vào nguồn vốn đầu tư vào đầu năm i là x_i và $X_i - x_i$.

Nếu gọi $f_n(X_1)$ là giá trị cực đại của lợi nhuận của nhà máy sau n năm hoạt động với nguồn vốn bỏ ra ban đầu là X_1 thì $f_1(X_1)$ sẽ là giá trị cực đại của lợi nhuận của nhà máy khi $n=1$ (tức là chỉ xét trong vòng 1 năm mà không cần quan tâm đến năm thứ 2 nhà máy sẽ hoạt động ra sao). Khi đó ta sẽ có:

$$f_1(X_1) = \max[g(x_1) + h(X_1 - x_1)] \quad (4-65)$$

$$0 \leq x_1 \leq X_1$$

Từ biểu thức (4-65) ta suy ra cách xác định $f_1(X_1)$ là cho x_1 nhận các giá trị khác nhau từ 0 đến X_1 , tính $g(x_1)$ và $h(X_1 - x_1)$ sau đó xác định $f_1(X_1)$. Rõ ràng rằng, nếu chỉ xét quá trình sản xuất 1 năm và nếu $g(x_1) > h(X_1 - x_1)$ thì toàn bộ vốn đầu tư X_1 sẽ dồn vào sản xuất mặt hàng A mặc dù làm như vậy có thể sẽ làm cho nguồn vốn bị cạn kiệt nhanh hơn (vì nếu $g > h$ thì thường $a < b$), nhưng ta không cần quan tâm tới điều đó.

Tiếp theo ta giả thiết $n=2$ (tức là quá trình sản xuất chỉ xảy ra trong 2 năm). Khi đó, nếu năm đầu nguồn vốn để sản xuất mặt hàng A là x_1 thì sau năm đầu nguồn vốn để sản xuất mặt hàng A chỉ còn $x_2 = ax_1$ còn đối với mặt hàng B thì lượng vốn còn $(X_2 - x_2) = b(X_1 - x_1)$.

Theo nguyên lý tối ưu của qui hoạch động thì dù cho năm đầu phân phối X_1 thế nào, thì số vốn còn lại là $X_2 = ax_1 + b(X_1 - x_1)$ cũng phải phân phối tối ưu trong những năm còn lại, ở đây là một năm còn lại. Vì vậy lợi nhuận thu được ở năm thứ hai với số vốn X_2 phải đạt cực đại, tức là bằng:

$$f_1(X_2) = f_1[ax_1 + b(X_1 - x_1)] \quad (4-66)$$

trong đó: $f_1(X_2)$ là lợi nhuận cực đại của một năm cuối của quá trình $n = 2$ năm.

Như vậy lợi nhuận cực đại của nhà máy sau quá trình sản xuất $n=2$ năm là:

$$\begin{aligned} f_2(X_1) &= \max \{ g(x_1) + h(X_1 - x_1) + f_1(X_2) \} \\ & \quad 0 \leq x_1 \leq X_1, 0 \leq x_2 \leq X_2 \\ &= \max \{ g(x_1) + h(X_1 - x_1) + \max[g(x_2) + h(X_2 - x_2)] \} \\ & \quad 0 \leq x_1 \leq X_1, 0 \leq x_2 \leq X_2 \end{aligned} \quad (4-67)$$

trong đó: $x_2 = ax_1$

$$(X_2 - x_2) = b(X_1 - x_1)$$

Tổng quát nếu quá trình sản xuất là n năm thì ta có phương trình phiếm hàm Bellman xác định giá trị cực đại của lợi nhuận trong n năm khi nguồn vốn tổng đặt vào năm đầu là X_1 :

$$f_n(X_1) = \max \{ g(x_1) + h(X_1 - x_1) + f_{n-1}(ax_1 + b(X_1 - x_1)) \} \quad (4-68)$$

$$0 \leq x_1 \leq X_1$$

trong đó: $f_{n-1}[ax_1 + b(X_1 - x_1)] = f_{n-1}(X_2)$

Phương trình (4-68) có tính chất truy chứng vì giá trị $f_n(X_1)$ lại được xác định thông qua $f_{n-1}(X_2)$ và từ đó suy ra:

$$f_{n-1}(X_2) = \max \{ g(x_2) + h(X_2 - x_2) + f_{n-2}(ax_2 + b(X_2 - x_2)) \} \quad (4-69)$$

$$0 \leq x_2 \leq X_2$$

Cứ như vậy cho đến năm cuối sẽ có $f_1(X_n) = \max \{ g(x_n) + h(X_n - x_n) \} \quad (4-69)$

$$0 \leq x_n \leq X_n$$

trong đó:

$$x_n = ax_{n-1}; (X_n - x_n) = b(X_{n-1} - x_{n-1})$$

4.6.3. Thí dụ

Giả thiết vẫn dùng ví dụ trên trong đó xét quá trình sản xuất trong 3 năm và ở năm i mặt hàng A cho lợi nhuận $g(x_i) = x_i^2$; mặt hàng B cho lợi nhuận $h(X_i - x_i) = 2(X_i - x_i)^2$; $i=1 \div 3$. Sau năm i do hao mòn, nguồn vốn x_i chỉ còn $x_{i+1} = ax_i = 0,75x_i$; nguồn vốn $(X_i - x_i)$ chỉ còn $(X_{i+1} - x_{i+1}) = b(X_i - x_i) = 0,3(X_i - x_i)$. Cần xác định x_i sao cho tổng lợi nhuận sau 3 năm là cực đại nếu

biết nguồn vốn ban đầu X_1 .

Ta giải ngược từ năm thứ ba. Nếu gọi số vốn còn lại sau hai năm sản xuất là X_3 thì lợi nhuận cực đại trong năm thứ ba là:

$$f_1(X_3) = \max\{x_3^2 + 2(X_3 - x_3)^2\} \quad (4-70)$$

$$0 \leq x_3 \leq X_3$$

Cần xác định x_3 để đạt $\max f_1(X_3)$. Ta có:

$$\frac{\partial f_1(X_3)}{\partial x_3} = 2x_3 - 4(X_3 - x_3) = 0$$

rút ra $x_3 = 2/3(X_3)$

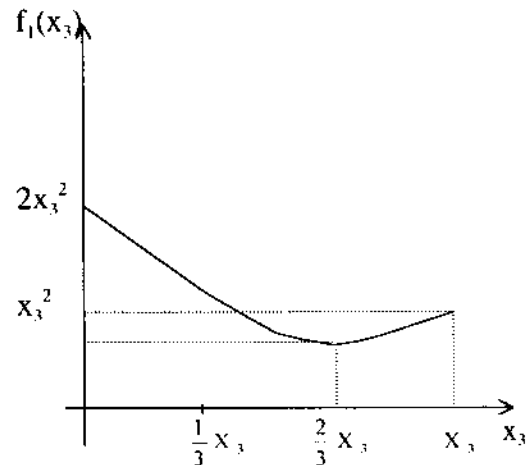
Vì đạo hàm bậc hai:

$$\frac{\partial^2 f_1(X_3)}{\partial x_3^2} = 6 > 0$$

nên giá trị $x_3 = 2/3(X_3)$ ứng với cực tiểu của hàm $f_1(X_3)$. Như vậy hàm $f_1(X_3)$ đạt giá trị cực đại tại hai biên trong khoảng từ 0 đến X_3 (xem hình 4.7).

Với $x_3 = 0$ có $f_1(X_3) = 2X_3^2$

Với $x_3 = X_3$ có $f_1(X_3) = X_3^2$



Hình 4.7.

Vậy lời giải tối ưu là $x_3 = 0$, nghĩa là ở năm thứ ba không đầu tư vốn để sản xuất mặt hàng A mà dồn toàn bộ vốn X_3 để sản xuất mặt hàng B. Điều đó là hợp lí vì với cùng một đồng vốn lợi nhuận do mặt hàng B đem lại sẽ nhiều gấp đôi do A đem lại. Tuy nhiên tỉ lệ hao mòn vốn khi sản xuất B rất lớn (70%) nhưng vì là năm cuối nên ta không cần quan tâm đến những năm tiếp theo.

Sau khi xác định được $x_3 = 0$ tức là $f_1(X_3) = 2X_3^2$ ta có thể xác định được lợi nhuận cực đại trong hai năm cuối như sau:

$$f_2(X_2) = \max\{x_2^2 + 2(X_2 - x_2)^2 + f_1(X_3)\} \quad (4-71)$$

$$0 \leq x_2 \leq X_2$$

trong đó $f_1(X_3) = 2X_3^2 = 2[x_3 + (X_3 - x_3)]^2 = 2[ax_2 + b(X_2 - x_2)]^2$

Thay vào (4-71) ta có:

$$f_2(X_2) = \max\{x_2^2 + 2(X_2 - x_2)^2 + 2[ax_2 + b(X_2 - x_2)]^2\} \quad (4-72)$$
$$0 \leq x_2 \leq X_2$$

Giải (4-72) tương tự như trên ta được:

Với $x_2 = 0$ có $f_2(X_2) = 2,18X_2^2$

Với $x_2 = X_2$ có $f_2(X_2) = 2,125X_2^2$

Tức là cũng giành toàn bộ vốn X_2 để sản xuất mặt hàng B (vì cực đại nằm ở $x_2 = 0$).

Khi đó lợi nhuận của cả hai năm cuối là $f_2(X_2) = 2,18X_2^2$

Sau khi xác định được $f_2(X_2)$ ta có thể xác định được lợi nhuận cực đại trong cả ba năm như sau:

$$f_3(X_1) = \max\{x_1^2 + 2(X_1 - x_1)^2 + f_2(X_2)\} \quad (4-73)$$
$$0 \leq x_1 \leq X_1$$

trong (4-73) nếu thay $f_2(X_2) = 2,18X_2^2 = 2,18[0,75x_1 + 0,3(X_1 - x_1)]^2$ thì ta có:

$$f_3(X_1) = \max\{x_1^2 + 2(X_1 - x_1)^2 + 2,18[0,75x_1 + 0,3(X_1 - x_1)]^2\} \quad (4-74)$$
$$0 \leq x_1 \leq X_1$$

Giải (4-74) tương tự như trên ta được:

Với $x_1 = 0$ có $f_3(X_1) = 2,2X_1^2$

Với $x_1 = X_1$ có $f_3(X_1) = 2,23X_1^2$

Vì $2,23 > 2,2$ nên $f_3(X_1) = 2,23X_1^2$

Tóm lại với nguồn vốn ban đầu là X_1 ta có một dãy quyết định tối ưu như sau:

$$x_1 = X_1; x_2 = 0; x_3 = 0$$

và lợi nhuận tổng tối ưu là $f_3(X_1) = 2,23X_1^2$

4.6.4. Xác định cơ cấu tối ưu của các tổ máy làm việc bằng phương pháp qui hoạch động

Có thể áp dụng phương pháp qui hoạch động để giải bài toán xác định cơ cấu tối ưu các tổ máy làm việc và xác định công suất của từng tổ máy trong từng thời điểm (giai đoạn) làm việc. Bài toán này tương đương với bài toán xác định sách lược tối ưu phân phối nguồn P_{ft} cho n đối

tương P_1, P_2, \dots, P_n trong cả thời kỳ nhiều bước $t=1,2,\dots,T$ sao cho đạt cực tiểu về chi phí nhiên liệu tổng B_{Σ} .

Để đơn giản ta chưa xét đến ảnh hưởng của việc ngừng và khởi động lại tổ máy, tức là chưa xét đến ảnh hưởng của chi phí mở máy.

Ta xét bài toán cụ thể như sau:

Hãy xác định cơ cấu tối ưu của một nhà máy nhiệt điện gồm 3 tổ máy có đặc tính tiêu hao nhiên liệu như trong bảng (4.15):

Bảng 4.15

P_{it} [MW]	0	20	40	60	80	100
B_1 [tấn/h]	20	22	25	30	35	40
B_2 [tấn/h]	15	16	17	19	21	24
B_3 [tấn/h]	10	12	13	15	18	24

Giải

Ta bắt đầu từ quá trình ngược nhằm chuẩn bị các lời giải tối ưu có điều kiện ứng với số lượng các tổ máy khác nhau và giá trị phụ tải tổng khác nhau.

Nếu chỉ xét một tổ máy thì chi phí nhiên liệu cực tiểu chính là giá trị $B_i(P_i)$ đã cho trong bảng 4.15.

Nếu xét hai tổ máy, cần xác định chi phí cực tiểu về nhiên liệu khi hai tổ máy nhận phụ tải chung là P_{it} . Khi đó ta thay đổi giá trị P_{it} của từng tổ máy theo bảng 4.15 và ứng với mỗi giá trị phụ tải tổng lại thay đổi các giá trị P_1, P_2 để xác định giá trị min $(B_1 + B_2)$ nghĩa là xác định:

$$f_2(P_{it}) = \min \{B_2(P_2) + B_1(P_{it} - P_2)\}$$

$$0 \leq P_2 \leq 100$$

Để dễ theo dõi ta ghi kết quả vào bảng 4.16.

Bảng 4-16 thể hiện giá trị chi phí nhiên liệu tổng của hai tổ máy 1 và 2 khi làm việc ứng với công suất P_1 và P_2 , nghĩa là tổng của các giá trị ở cột B_1 và hàng B_2 . Ví dụ khi $P_1 = 20\text{MW}$ và $P_2 = 40\text{MW}$ ta có $B_{12} = 22 + 17 = 39$ tấn/h.

Đối với mỗi phụ tải tổng $P_{it} = P_1 + P_2$ ta có các giá trị $(B_1 + B_2)$ theo các ô trên đường chéo. Từ các giá trị này ta chọn trị số cực tiểu, trên bảng 4.16 những giá trị $f_2(P_{it})$ được để trắng.

Chẳng hạn, khi $P_{ft} = 100\text{MW}$, ta nhìn vào đường chéo ứng với $P_1 + P_2 = 100\text{MW}$, thấy rằng chi phí nhiên liệu cực tiểu khi vận hành hai tổ máy $f_2(100) = 43$ tấn/h và:

$$P_2(100) = 80\text{MW}$$

$$P_1 = 100 - 80 = 20\text{MW}.$$

Bảng 4.16.

	P_1		0	20	40	60	80	100
	B_1	B_2	20	22	25	30	35	40
0	15	35	37	40	45	50	55	
20	16	36	38	41	46	51	56	
40	17	37	39	42	47	52	57	
60	19	39	41	44	49	54	59	
80	21	41	43	46	51	56	61	
100	24	44	46	49	54	59	64	

Tương tự có:

$$f_2(40) = 37 \text{ tấn/h}; P_2(40) = 40 \text{ MW}; P_1(40) = 0 \text{ MW}$$

$$f_2(160) = 54 \text{ tấn/h}; P_2(160) = 100 \text{ MW}; P_1(160) = 60 \text{ MW}$$

Cần chú ý là khi trên đường chéo có các giá trị min giống nhau thì phải ưu tiên cho hướng tăng của giá trị tối ưu. Ví dụ khi $P_{12} = 60\text{MW}$ thì ta chọn $P_1 = 0\text{MW}$ và $P_2 = 60\text{MW}$ chứ không chọn $P_1 = 20\text{MW}$ và $P_2 = 40\text{MW}$.

Tiếp theo, cần xác định chi phí nhiên liệu cực tiểu cho 3 tổ máy, ứng với các giá trị P_{ft} khác nhau. Ta có:

$$f_3(P_{ft}) = \min \{B_3(P_3) + f_2(P_{ft} - P_3)\}$$

$$0 \leq P_3 \leq 100$$

trong đó $B_3(P_3)$ lấy từ bảng 4.15 và $f_2(P_{ft} - P_3)$ lấy từ bảng 4.16 với những giá trị $f_2(P_{ft})$. Để tiện lợi ta dùng bảng 4.17 để xác định $f_3(P_{ft})$ và $P_3(P_{ft})$.

Cách xác định chi phí nhiên liệu tổng $B_3(P_3) + f_2(P_{ft})$ tương tự như đối với trường hợp 2 máy, nghĩa là cộng các giá trị f_2 theo cột và B_3 theo hàng ta nhận được các trị số trong từng ô. Giá trị $f_3(P_{ft})$ chính là trị số cực tiểu theo từng đường chéo, nghĩa là ứng với một giá trị phụ tải tổng $P_{ft} = P_{12} + P_3$ nào đó và được để trắng trong bảng 4.17. Với một $f_3(P_{ft})$ ta có một giá trị $P_3(P_{ft})$.

Thí dụ ứng với $P_{ft} = 160\text{MW}$ khi vận hành 3 tổ máy thì chi phí nhiên liệu cực tiểu là:

$$f_3(160) = 58 \text{ tấn/h và tương ứng có:}$$

$$P_3(160) = 60 \text{ MW.}$$

Bảng 4.17

		P_{12}	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
		f_2	35	36	37	39	41	43	46	49	54	59	64
P_3	B_3												
	0	10	45	46	47	49	51	53	56	59	64	69	74
	20	12	47	48	49	51	53	55	58	61	66	71	76
	40	13	48	49	50	52	54	56	59	62	67	72	77
	60	15	50	51	52	54	56	58	61	64	69	74	79
	80	18	53	54	55	57	59	61	64	67	72	77	82
	100	24	59	60	61	63	65	67	70	73	78	83	88

Như vậy ta đã tiến hành xong quá trình chuẩn bị. Bây giờ với một giá trị P_{ft} cho trước ta sẽ xác định được $f_3(P_{ft})$ và P_1, P_2, P_3 .

Ví dụ có $P_{ft} = 240\text{MW}$. Từ bảng 4-17 ứng với đường chéo của $P_3 + P_{12} = 240\text{MW}$, tìm thấy $f_3(240) = 71$ tấn/h và $P_3(240) = 80\text{MW}$; $P_{12}(240) = 160\text{MW}$, trong đó $P_{12}(240)$ là công suất chung của hai tổ máy 1 và 2 khi phụ tải tổng là 240MW.

Từ bảng 4-16 ứng với đường chéo có $P_1 + P_2 = 160\text{MW}$, tìm thấy $f_2(160) = 54$ tấn/h và $P_2(160) = 100\text{MW}$ do đó $P_1 = 160 - 100 = 60\text{MW}$.

Tóm lại, nếu như $P_{it} = 240\text{MW}$ thì phân phối tối ưu giữa 3 tổ máy là:

$$P_3 = 80\text{MW}; P_2 = 100\text{MW}; P_1 = 60\text{MW}.$$

Hoàn toàn tương tự ta có thể xác định sự phân phối tối ưu công suất giữa các tổ máy nếu như biết công suất phụ tải tổng của cả nhà máy. Ta có thể lập được bảng tính sẵn phân bố tối ưu công suất cho cả nhà máy như được trình bày trên bảng 4-18.

Bảng 4-18

$P_{it}(\text{MW})$	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300
$f_3(\text{tấn/h})$	45	46	47	49	50	52	54	56	58	61	63	66	71	76	81	87
$P_3(\text{MW})$	0	0	0	20	40	60	60	60	60	60	80	80	80	80	80	100
$P_2(\text{MW})$	0	20	40	40	40	40	60	80	80	80	80	100	100	100	100	100
$P_1(\text{MW})$	0	0	0	0	0	0	0	0	20	40	40	40	60	80	100	100

Từ bảng 4-18 thấy rằng do tổ máy 1 có suất tiêu hao nhiên liệu lớn nên ở giai đoạn đầu không được nhận công suất. Tổ máy 2 vừa có suất tiêu hao nhiên liệu nhỏ lại vừa có suất tăng tiêu hao nhiên liệu nhỏ nên luôn luôn được ưu tiên nhận công suất trước.

Chương 5

QUI HOẠCH NGUỒN ĐIỆN

§5.1. KHÁI NIỆM CHUNG

Qui hoạch phát triển hệ thống điện là một bài toán hết sức quan trọng và cấp bách đối với mỗi quốc gia. Nó cho biết kế hoạch phát triển của hệ thống điện ở mỗi giai đoạn cụ thể.

Bài toán qui hoạch phát triển nguồn là một phần không thể tách rời của bài toán tổng hợp về sự phát triển tối ưu hệ thống điện. Tuy nhiên trong chừng mực nhất định bài toán qui hoạch phát triển nguồn có thể được xem xét độc lập với các nội dung khác (dự báo nhu cầu điện năng, qui hoạch phát triển lưới điện, cân bằng năng lượng-nhiên liệu...).

Qui hoạch phát triển nguồn là giải bài toán để trả lời các câu hỏi sau:

- Nhà máy điện mới loại gì (nhiệt điện, thủy điện, tuabin khí,...)?
- Chúng sẽ được xây dựng ở đâu? khi nào khởi công? công suất bao nhiêu? tiến độ ra sao? và nguồn vốn thế nào?

Một trong các yếu tố đầu vào quan trọng của qui hoạch nguồn là các nguồn năng lượng sơ cấp.

§5.2. CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP

Không có năng lượng thì không có cuộc sống. Xã hội loài người từ khi hình thành cho đến nay đã trải qua một quá trình chinh phục và cải tạo thiên nhiên để phục vụ cho lợi ích của con người. Muốn có năng lượng thì cần phải tiêu hao một số nguồn năng lượng nào đó. Người ta thường biến đổi các nguồn năng lượng có sẵn trong tự nhiên thành các nguồn năng lượng tiện dùng trong sản xuất và đời sống. Các nguồn năng lượng sơ cấp chính là các nguồn năng lượng có sẵn trong tự nhiên. Thí dụ như năng lượng của các dòng sông, năng lượng toả ra khi đốt các loại nhiên liệu, năng lượng hạt nhân, năng lượng mặt trời v.v...

Trong nền kinh tế của mỗi quốc gia, nguồn năng lượng chiếm một vị trí quan trọng. Qui mô sử dụng các nguồn năng lượng quyết định ở một mức độ quan trọng trình độ phát triển lực lượng sản xuất của một xã hội.

Ngành năng lượng là một ngành sản xuất bao gồm tất cả các giai đoạn thu hồi, biến đổi và phân phối các nguồn năng lượng khác nhau. Ngành năng lượng là một trong những cơ sở để phát triển toàn diện và hài hoà một xã hội hiện đại.

Người ta phân biệt các dạng nguồn năng lượng sau:

- *Nguồn năng lượng mà trữ lượng không tái tạo*: đó là các nguồn năng lượng mà lượng dự trữ của chúng không được bổ sung và cạn dần do tiêu thụ không ngừng (than, dầu, khí, nhiên liệu hạt nhân v.v...)

- *Nguồn năng lượng mà trữ lượng tái tạo được*: đó là các nguồn năng lượng mà lượng dự trữ của nó luôn luôn được tái tạo lại (thủy năng, năng lượng mặt trời, năng lượng gió v.v...).

Trữ lượng các nguồn năng lượng trên thế giới được chỉ ra trong bảng 5.1.

Sự tiêu thụ năng lượng theo thời gian phát triển của nhân loại rất không đồng đều. Nếu suốt cả thời kỳ văn minh của nhân loại tiêu thụ các dạng năng lượng vào khoảng 100 tỉ MWh thì 2/3 của lượng đó tiêu thụ trong 30-40 năm phát triển như vũ bão của chủ nghĩa tư bản. Mặt khác Châu Âu và Bắc Mỹ tiêu thụ khoảng 10-12 lần lớn hơn Châu Á và Châu Phi.

Bảng 5.1

TT	Loại năng lượng	Trữ lượng (10^9 MWh/năm)
1	Năng lượng nhiệt hạch	100.000.000
2	Năng lượng mặt trời	580.000
3	Năng lượng hạt nhân	547.000
4	Năng lượng thủy triều	70.000
5	Năng lượng hoá của các nguồn nhiên liệu	55.000
6	Năng lượng gió	1.700
7	Năng lượng địa nhiệt	134
8	Năng lượng sóng sủi	33

§5.3. CÁC LOẠI NHÀ MÁY ĐIỆN

5.3.1. Nhà máy thủy điện

Các nhà máy thủy điện được xây dựng tùy thuộc vào điều kiện nước, điều kiện địa lí của từng quốc gia. Công suất của các nhà máy được tính toán từ bài toán thủy động học, do vậy không có một công suất chuẩn cho loại nhà máy này hay nói đúng hơn các nhà máy khác nhau có công suất khác nhau.

$$N_{TD} = 9,81 \cdot \eta \cdot \Delta H \cdot Q \quad (5-1)$$

trong đó: ΔH - chênh lệch mức nước ở trước và sau nhà máy thủy điện (cột nước);

η - hiệu suất chung của nhà máy;

$\eta = \eta_T \cdot \eta_F$ ($\eta_T = 0,88 \div 0,91$ - hiệu suất tuabin; $\eta_F = 0,95 \div 0,98$ - hiệu suất máy phát).

Như vậy $\eta = 0,8 \div 0,9$, lấy trung bình $\eta_m = 0,85$

Q - lưu lượng nước [m^3/s].

$$N_{TD} = 8,3 \cdot \Delta H \cdot Q \quad (5-2)$$

Hiện nay trên thế giới các nhà máy thủy điện sản xuất khoảng 54% điện sơ cấp, nó đóng một vai trò quan trọng trong cân bằng năng lượng.

Năng lượng điện được sản xuất từ các nhà máy thủy điện theo cơ chế sử dụng nguồn thủy năng làm quay tuabin thủy lực. Công suất đặt của nhà máy thủy điện tùy thuộc vào lưu lượng nước của dòng chảy và chiều cao đập nước, người ta phân làm các loại đập sau:

Đập cao > 200m.

Đập trung bình 40÷200m.

Đập thấp < 40m.

Đặc điểm của nhà máy thủy điện:

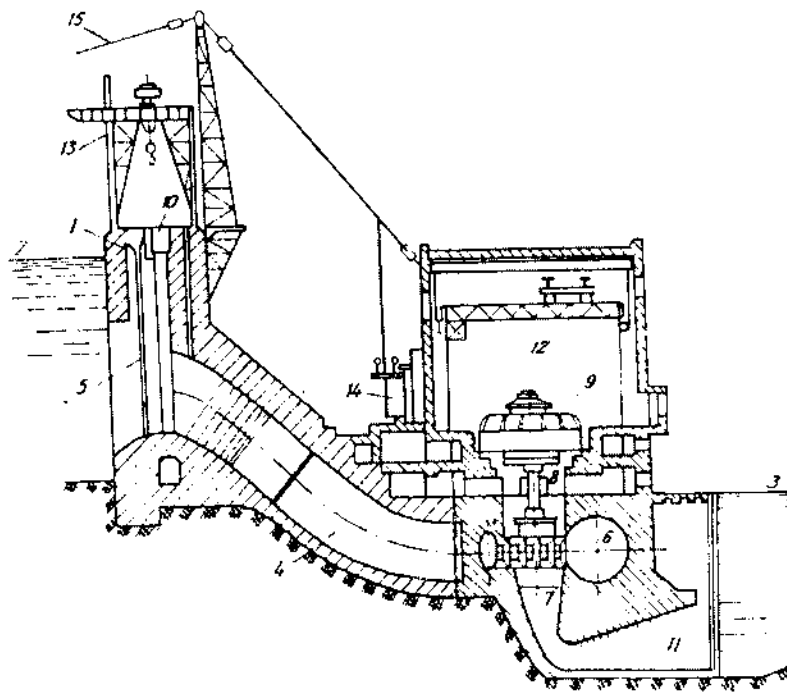
- 1) Xây dựng gần nguồn thủy năng.
- 2) Phần lớn điện năng sản xuất ra được phát lên lưới cao áp.
- 3) Làm việc với đồ thị phụ tải tự do.
- 4) Vận hành linh hoạt, thời gian khởi động và mang tải chỉ mất từ 3 đến 4 phút, trong khi đó đối với nhiệt điện để khởi động một tổ máy phải mất từ 6 đến 8 tiếng.
- 5) Hiệu suất cao $\eta = 85 \div 90\%$
- 6) Giá thành điện năng thấp, số người quản lý vận hành nhà máy rất ít
- 7) Không gây ô nhiễm môi trường
- 8) Vốn xây dựng lớn, thời gian xây dựng lâu
- 9) Riêng loại có hồ chứa còn góp phần điều tiết nước dòng chảy của sông và chống lũ.

a. Nhà máy thủy điện có đập ngang sông

Trong số các nhà máy thủy điện có đập ngang sông người ta lại chia làm hai loại: Loại có hồ chứa và loại không có hồ chứa. Loại có hồ chứa là loại mà cột nước được tạo ra do đập ngăn. Phía trước đập gọi là thượng lưu, phía sau đập gọi là hạ lưu. Chiều cao hiệu dụng của cột

nước chính là độ chênh mực nước giữa thượng và hạ lưu. Thượng lưu có hồ chứa nước dùng để trữ nước cần thiết cho việc sản xuất điện năng.

Hình 5.1 giới thiệu mặt cắt ngang của nhà máy thủy điện có đập ngang sông. Đập ngăn 1 có cấu tạo bê tông. Gian máy được bố trí ở chân đập phần hạ lưu là nơi đặt tuabin 7 và máy phát 9. Ống dẫn áp lực 4 đi trong hoặc trên bề mặt của đập, nước qua cửa chắn rác 5 theo ống dẫn áp lực xuống buồng xoáy ốc 6 của tuabin biến thế năng của dòng nước thành cơ năng quay tuabin, sau đó qua khoang hút nước 11 đi ra hạ lưu. Tuabin làm quay máy phát điện 9 đặt cùng trục 8 với tuabin, biến cơ năng thành điện năng. Van 10 dùng để điều chỉnh dòng chảy vào tuabin. Cầu trục 12 dùng để lắp ráp sửa chữa thiết bị. Chiều cao hiệu dụng của cột nước chính là độ chênh giữa mực nước thượng lưu 2 và mực nước hạ lưu 3.

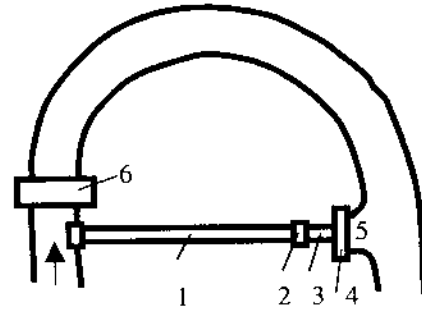


Hình 5.1. Mặt cắt nhà máy thủy điện.

Trong nhà máy thủy điện máy biến áp 14 thường đặt gần gian máy trong khu đập ngăn, còn đường dây 15 và thiết bị phân phối có thể đặt ở khu vực đập ngăn hay đặt ở khu vực khác tùy theo địa hình nhà máy.

Loại thứ hai là loại thủy điện có đập chắn nhỏ và không có hồ chứa lớn. Người ta lợi dụng những khúc sông đi vòng qua núi hoặc hai con sông chảy gần nhau nhưng có độ chênh mặt nước lớn để xây dựng loại này (hình 5.2).

Tại vị trí thuận lợi ở thượng lưu người ta xây dựng một đập chắn nhỏ 6 làm nhiệm vụ ngăn nước sông lại. Đập chắn ở đây không có nhiệm vụ dâng cao cột nước. Nước sông chảy qua ống dẫn 1 có độ dốc nhỏ hơn độ dốc của sông đi vào bể áp lực 2 và đi vào ống dẫn áp lực 3, qua tuabin trong gian máy 4 rồi trở về hạ lưu của sông qua kênh tháo nước 5. Ống dẫn áp lực 3 chịu độ nghiêng H hầu như bằng độ lệch mực nước của đoạn sông.

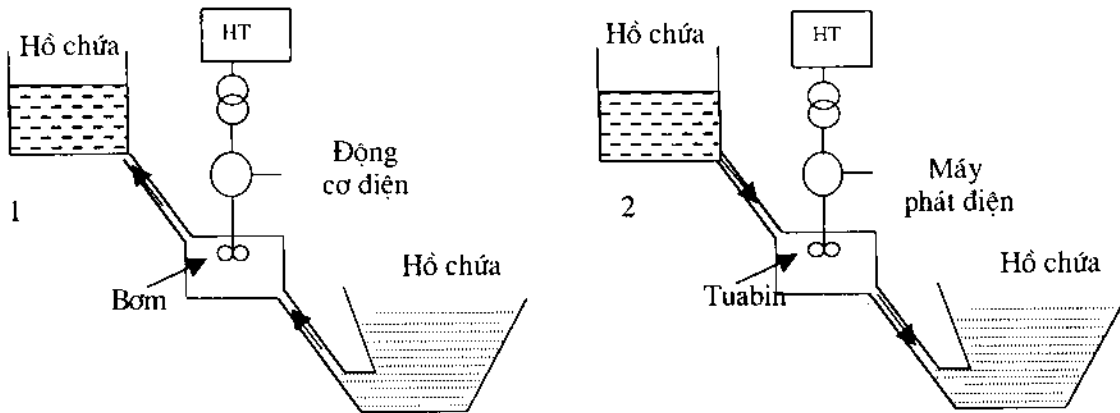


Hình 5.2. Thủy điện kiểu ống dẫn.

b) Thủy điện tích năng

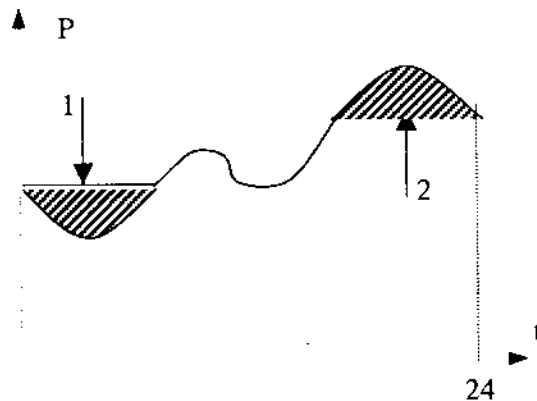
Người ta tích trữ nguồn thủy năng trong hồ chứa, nước được tích trữ tương ứng với thời gian sử dụng dung lượng tích trữ này khoảng trên 400h.

Trên hình 5.3 là nguyên lý vận hành nhà máy thủy điện tích năng. Trong giờ cao điểm thì nhà máy phát điện vào lưới nhờ nguồn năng lượng sơ cấp tích trữ ở hồ trên, vào giờ thấp điểm nhà máy vận hành chế độ bơm nước từ hồ dưới lên trên. Thủy điện tích năng tuy có hiệu suất thấp nhưng mang lại hiệu quả kinh tế cao vì nó phát điện vào lưới trong giờ cao điểm và tiêu thụ điện trong giờ thấp điểm và có tác dụng như một nguồn dự phòng.



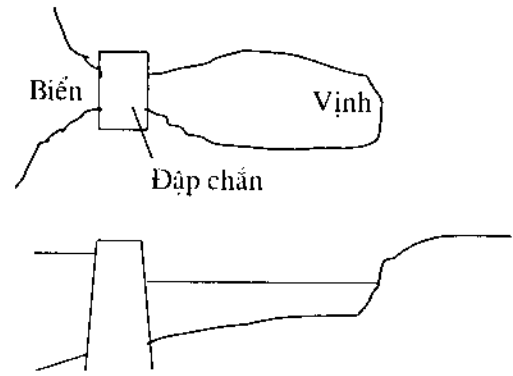
Hình 5.3. Sơ đồ nguyên lý vận hành nhà máy thủy điện tích năng trong ngày (24h):

1. chế độ bơm ở giờ thấp điểm;
2. chế độ phát vào lưới ở giờ cao điểm.



c) Nhà máy thủy điện thủy triều

Tổng số nguồn năng lượng thủy triều của toàn thế giới là 3 triệu MW, trong đó lượng có thể khai thác là 640 MW. Lợi dụng lúc thủy triều lên và thủy triều xuống người ta xây dựng nhà máy thủy điện có tuabin nước hai chiều. Ở những bờ biển có mức nước thủy triều lên xuống chênh lệch lớn ($\Delta H \geq 8$ m) và có vịnh sâu, người ta lợi dụng các cửa vịnh có dòng nước chảy vào và ra để xây dựng nhà máy thủy điện. Trên hình 5.4 là nguyên lý hoạt động của nhà máy thủy điện thủy triều.



Hình 5.4. Thủy điện thủy triều.

Do mực nước ở trong và ở ngoài đập chênh lệch sẽ tạo ra cột nước để làm quay tuabin thủy điện. Công suất của nhà máy điện thủy triều nói chung là nhỏ. Ví dụ ở Pháp có nhà máy điện thủy triều Rance công suất 240 MW.

Một loại nhà máy điện thủy triều khác là nhà máy điện vận hành bằng dòng hải lưu. Trung tuần tháng 6/2003 các kĩ sư năng lượng Anh đã thử nghiệm thành công chiếc tuabin loại này đầu tiên trên thế giới với công suất 300 kW ở vùng biển phía Bắc Devon.

Khác với các kĩ thuật sử dụng năng lượng của thủy triều trước đây, tuabin phát điện được đặt trực tiếp giữa dòng hải lưu và do đó có thể liên tục cung cấp điện. So với các tuabin gió, loại tuabin này không gây tiếng ồn, có hiệu suất cao hơn 4 lần và không hề phá vỡ cảnh quan thiên nhiên. Nó cũng không hề làm phương hại đến các loài động vật biển vì cánh quạt của nó chỉ quay với vận tốc 20 vòng/phút.

Các chuyên gia năng lượng ước tính rằng mỗi năm, nhân loại có thể sản xuất được 450 tỉ kWh từ năng lượng thủy triều trên toàn thế giới, tương đương với tổng sản lượng điện của 40 nhà máy điện nguyên tử lớn nhất hiện nay.

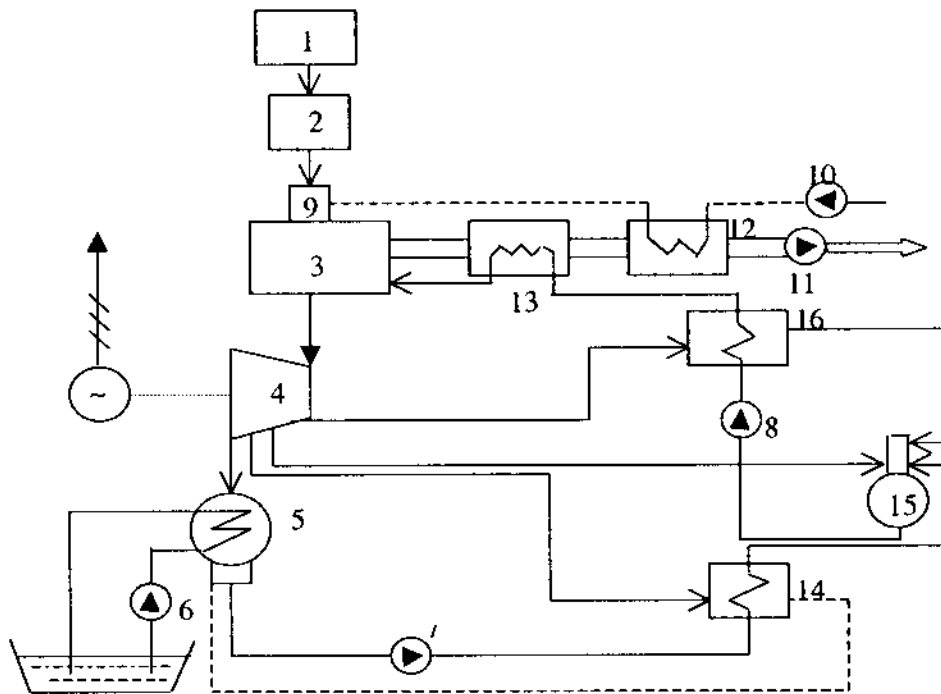
Các thông số chính của nhà máy thủy điện được sử dụng trong qui hoạch nguồn điện là: điện năng trung bình nhiều năm của nhà máy, công suất đảm bảo trung bình vào tháng kiệt nước của năm ít nước. Các chỉ tiêu này có thể rất khác nhau tùy theo điều kiện địa lý và điều kiện thiên nhiên của từng nhà máy. Thời gian sử dụng công suất đặt của nhà máy thủy điện có thể biến đổi rất rộng từ 1000h ÷ 1500h đối với nhà máy phủ đỉnh và từ 5000h ÷ 5500h đối với nhà máy làm việc phần đáy đổ thị phụ tải. Nguồn thủy năng Việt Nam được trình bày ở bảng 1.5 (chương 1).

Các nhà máy thủy điện lớn nhất thế giới hiện nay là: Itaipu(Brasil + Paraguay - 1982) - 12.600 MW, Grand Coli (Mĩ - 1942) - 10830 MW, Guri (Venezuela - 1986) - 10.200 MW. Năm 2003 Trung Quốc đã đưa những tổ máy đầu tiên của Nhà máy Thủy điện Tam Môn (18.200 MW) trên sông Dương Tử vào vận hành. Như vậy, sau gần 40 năm tập trung lực lượng toàn quốc để nghiên cứu, công trình Tam Môn từ giai đoạn luận chứng bước vào giai đoạn thực thi. Công trình thủy điện lớn thứ hai của Trung Quốc là công trình Xiaowan (4200 MW) trên sông Mekông với con đập cao nhất thế giới 292 m tương đương toà nhà chọc trời cao 100 tầng.

5.3.2. Nhà máy nhiệt điện ngưng hơi

Năng lượng điện được sản xuất từ các nguồn nhiên liệu hoá thạch như dầu, than đá, khí thiên nhiên... qua quá trình biến đổi từ nhiệt năng thành điện năng ở các nhà máy điện các nhà máy này được gọi là nhà máy nhiệt điện.

Trên hình 5.5 là sơ đồ nguyên lý quá trình sản xuất điện năng của nhà máy nhiệt điện ngưng hơi(NĐN). Trong đó: 1) kho nhiên liệu; 2) hệ thống cấp nhiên liệu; 3) lò hơi; 4) tuabin; 5) bình ngưng; 6) bơm tuần hoàn; 7) bơm ngưng tụ; 8) bơm cấp nước; 9) vòi đốt; 10) quạt gió; 11) quạt khói; 12) bộ sấy không khí; 13) bộ hâm nước; 14) bình gia nhiệt hạ áp; 15) bộ khử khí; 16) bình gia nhiệt cao áp.



Hình 5.5. Sơ đồ nguyên lý quá trình sản xuất điện năng của nhà máy nhiệt điện.

Hiện nay NĐN ngày càng chiếm tỷ phần quan trọng trong nguồn điện trên thế giới. Những NĐN lớn, hiện đại có công suất khoảng 2000÷4000MW với công suất tổ máy cỡ 500÷1000MW. Việc sử dụng các tổ máy có công suất lớn càng đảm bảo độ tin cậy về dự phòng.

Đặc điểm của nhà máy nhiệt điện ngưng hơi:

- 1 - Thường được xây dựng ở gần nguồn nhiên liệu.
- 2 - Hầu hết điện năng sản xuất ra được phát lên lưới điện cao áp.
- 3 - Làm việc với đồ thị phụ tải tự do.
- 4 - Tính linh hoạt trong vận hành kém, khởi động và tăng tải chậm.
- 5 - Hiệu suất thấp $\eta = 30\div 40\%$.
- 6 - Khối lượng nhiên liệu lớn, thải khói làm ô nhiễm môi trường.
- 7 - Vốn đầu tư thấp, thời gian xây dựng nhanh.

Ở đặc điểm 6 ta thấy, với NĐN tiêu thụ một khối lượng lớn nhiên liệu sẽ gây ô nhiễm môi trường, làm mất cân bằng sinh thái trong khu vực nhà máy. Để giảm thiểu tác động lên môi trường của các nhà máy chạy than, ngày nay người ta đặc biệt quan tâm đến công nghệ đốt than sạch, công nghệ này gồm ba giai đoạn chủ yếu: công đoạn làm sạch than, công đoạn đốt than với lượng chất thải NO_x thấp và công nghệ lọc chất thải sau khi đốt để kiểm soát lượng SO_x/NO_x thải ra môi trường. Trong số công nghệ đốt than sạch đáng chú ý là công nghệ lò nung sôi và công nghệ khí hoá than để chạy nhà máy điện.

5.3.3. Nhà máy nhiệt điện trích hơi

Nhà máy nhiệt điện trích hơi (NĐT) đồng thời sản xuất điện năng và nhiệt năng. Về nguyên lý hoạt động cũng giống như NĐN, nhưng ở đây lượng hơi được rút ra đáng kể từ một số tầng của tuabin để cung cấp cho các phụ tải công nghiệp và sinh hoạt. Trong nhà máy nhiệt điện trích hơi, chế độ vận hành tối ưu là khi đồng thời lượng nhiệt năng và lượng điện năng cấp cho phụ tải điện và phụ tải nhiệt là tối ưu. Khi đó, hiệu suất chung của toàn nhà máy tăng lên. Nếu không có phụ tải nhiệt thì hiệu suất chung của nhà máy sẽ giảm xuống.

Do có rút hơi cho phụ tải nhiệt nên NĐT có các đặc điểm khác với NĐN, cụ thể là:

- 1 - Thường được xây dựng gần phụ tải nhiệt.
- 2 - Phần lớn điện năng sản xuất ra cấp cho phụ tải cấp điện áp máy phát.
- 3 - Phụ tải điện phụ thuộc vào phụ tải nhiệt.
- 4 - Tính linh hoạt trong vận hành kém. Khởi động và tăng phụ tải chậm.
- 5 - Hiệu suất $\eta = 60\div 70\%$.
- 6 - Khối lượng nhiên liệu lớn, khói thải làm ô nhiễm môi trường.
- 7 - Vốn đầu tư thấp, thời gian xây dựng nhanh.

5.3.4. Nhà máy điện tuabin khí

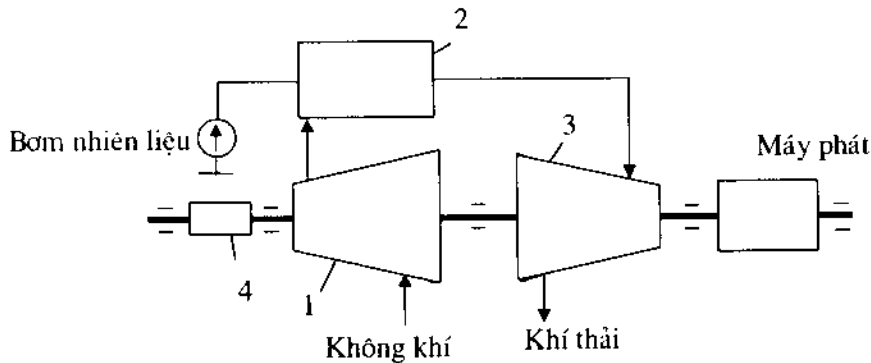
Nhà máy điện tuabin khí là loại nhà máy điện mà áp suất của khí đốt dẫn nổ trực tiếp làm quay tuabin khí và quay roto máy phát điện. Có hai loại tuabin khí là tuabin khí chu trình đơn và tuabin khí chu trình hỗn hợp.

1. Tuabin khí chu trình đơn

Tuabin khí chu trình đơn (hình 5.6) gồm ba bộ phận cơ bản là máy nén khí (1), buồng đốt (2) và tuabin khí (3).

Quá trình vận hành của nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn như sau:

Không khí đi vào máy nén khí (được quay bằng động cơ khởi động 4) và bị nén. Khí có áp lực được đưa vào buồng đốt, đồng thời một bơm nhiên liệu cũng bơm nhiên liệu vào buồng đốt. Nhiệt độ khí đốt có thể đạt trên 2000°C . Điều đó có hại cho các cánh của tuabin nên phải giảm xuống khoảng 700°C bằng cách tăng lượng không khí vào khoảng gấp bốn lần so với lượng cần thiết để đốt cháy nhiên liệu. Khí nóng được phun vào tuabin khí nằm trên cùng trục với máy nén. Trong tuabin khí, khí sẽ dẫn nổ làm quay tuabin và sau đó được thải ra ngoài qua ống khói.



Hình 5.6. Sơ đồ nguyên lý của nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn.

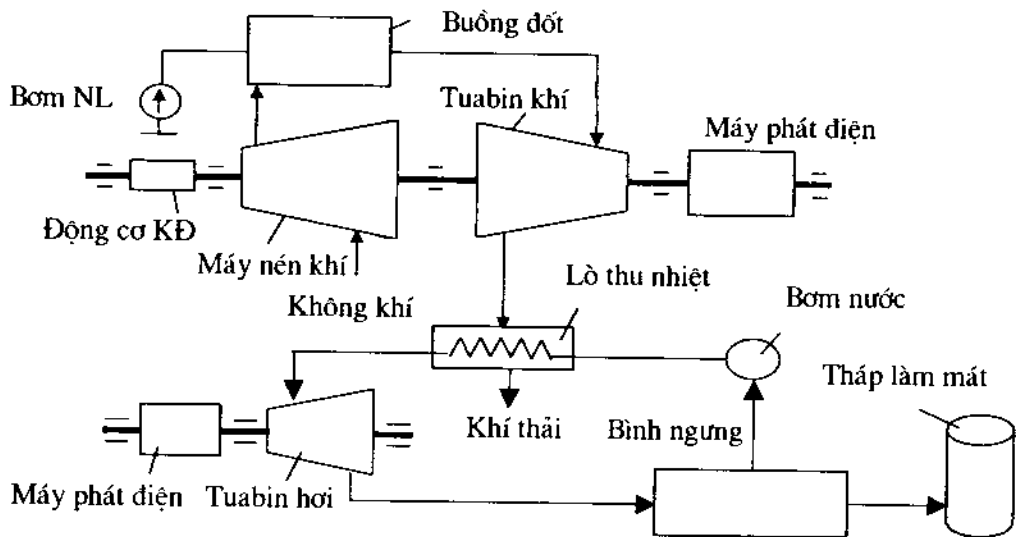
Tuabin khí chu trình đơn có hiệu suất khá thấp vì khí thải còn rất nóng nhưng có một số ưu điểm sau:

- 1- Không có lò công kênh, chi phí đầu tư và lắp đặt thấp.
- 2- Đưa vào vận hành rất nhanh, thời gian khởi động là từ 10 đến 20 phút.
- 3- Không cần dùng nhiều nước để làm mát.
- 4- Vận hành và bảo dưỡng đơn giản, dễ tự động hoá, có thể điều khiển từ xa.

2. Tuabin khí chu trình hỗn hợp

Tuabin khí chu trình hỗn hợp (hình 5.7) là sự kết hợp của tuabin hơi và tuabin khí. Người ta sử dụng các lò thu nhiệt (còn gọi là đuôi hơi) tận dụng nhiệt năng trong khí thoát ra của tuabin khí để sản xuất hơi nước cung cấp cho tuabin hơi. Tuabin khí chu trình hỗn hợp có thể lắp đặt theo nhiều giai đoạn, với những tuabin khí lắp đặt trước, sau đó lắp đặt tiếp các tuabin hơi. Tuabin khí có thể vận hành có hoặc không có tuabin hơi, như vậy sẽ thuận lợi cho công tác điều độ vì có thể tăng dài công suất phát kinh tế.

Hiện nay nhà máy điện tuabin khí đã có công suất tổ máy đạt đến 250 MW cho chu trình đơn và 600 MW cho chu trình hỗn hợp, hiệu suất cao: 35-38% (chu trình đơn) và 55- 60% (chu trình hỗn hợp), cho nên các nhà máy điện tuabin khí đặc biệt là tuabin khí chu trình hỗn hợp có tính cạnh tranh rất cao so với các loại nhà máy điện khác.



Hình 5.7. Sơ đồ nguyên lý của nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp.

5.3.5. Trạm phát điện điêzen

Các trạm phát điện điêzen bao gồm máy nổ điêzen và máy phát điện. Máy nổ chạy bằng dầu điêzen làm quay máy phát điện để phát ra điện năng. Các trạm phát điện điêzen ngày càng được hoàn thiện và được sử dụng trong hệ thống điện để phủ định, làm nguồn dự phòng và cung cấp điện cho những vùng chưa có điện lưới. Ngày nay người ta đã có thể sản xuất loại động cơ điêzen có công suất đến 20 MW với hiệu suất và giá thành điện năng có thể cạnh tranh được với các nhà máy điện khác.

5.3.6. Nhà máy điện nguyên tử

Các nhà máy điện nguyên tử (ĐNT) sản xuất điện năng từ nhiệt năng do các phản ứng hạt nhân tạo ra. Ta biết rằng, trong phản ứng hạt nhân đều có hiện tượng toả nhiệt hay thu nhiệt kèm theo. Nhiệt trao đổi được tính theo công thức:

$$Q = C^2 \left[\sum_i m_i - \sum_k m_k \right] \quad (5-3)$$

trong đó: $\sum m_i$; $\sum m_k$ - tổng khối lượng các hạt trước và sau phản ứng;

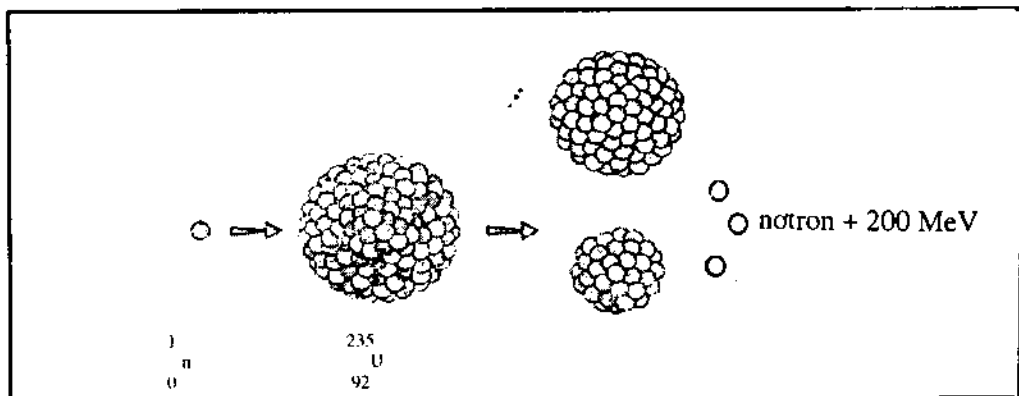
$C = 3.10^8 \text{m/s}$ - tốc độ ánh sáng.

Trong phương trình (5-3), nếu $Q > 0$ thì phản ứng là toả nhiệt, còn nếu $Q < 0$ thì phản ứng là thu nhiệt. Thực nghiệm cho biết nếu một hạt nhân bị bắn phá nó sẽ vỡ thành hai hay nhiều mảnh, năng lượng cực tiểu cần thiết để làm vỡ hạt nhân gọi là ngưỡng phân hạch hay năng lượng kích hoạt. Khi hạt nhân vỡ thì khối lượng tổng cộng bao giờ cũng nhỏ hơn khối lượng hạt nhân mẹ. Năng lượng toả ra tương ứng với độ hụt khối đó gọi là năng lượng phân hạch. Khi ta bắn phá một neutron chậm vào hạt nhân U^{235} thì nó sẽ vỡ thành hai mảnh M và N và giải phóng hai, ba neutron. Hai mảnh M & N là những hạt nhân của những chất khác nhau, tùy theo điều kiện phản ứng. Trong mọi trường hợp, phản ứng vỡ hạt nhân urani bao giờ cũng toả năng lượng W:

$$W_f = C^2 [(m_n + m_{\text{Uranium}}) - (m_M + m_N + km_n)] \quad (5-4)$$

trong đó: W_f - năng lượng phân hạch của hạt nhân urani, năng lượng đó có giá trị $W_f = 200 \text{MeV}$.

Theo tính toán lý thuyết thì một gam urani phân hạch tương đương với năng lượng thu được khi đốt 2.000 kg dầu hoặc 3 tấn than đá.



Hình 5. 8. Phản ứng phân rã hạt nhân.

Sự phân rã hạt nhân xảy ra khi một neutron tự do bắt đầu va chạm với một hạt nhân của urani có thể phân rã và do vậy gây ra nổ (hình 5.8). Sự phá vỡ này của hạt nhân tự do giải phóng nhiều neutron và toả ra một lượng năng lượng rất lớn.

Urani tự nhiên được cấu thành từ hai chất đồng vị chính: urani 238 đã làm giàu(99,3%), uranium 235 (0,7%). Trong lò phản ứng urani, người ta sử dụng loại urani 235 ở mức 3%. Trong lò phản ứng hạt nhân, cũng như trong tất cả các nhà máy nhiệt điện, người ta chuyển năng lượng được giải phóng từ chất đốt, ở dạng nhiệt năng sang dạng cơ năng, sau đó thành điện năng. Trong một nhà máy nhiệt điện cổ điển, nhiệt năng sinh ra từ quá trình đốt than hoặc dầu; trong nhà máy điện nguyên tử, nhiệt năng được sinh ra từ quá trình phân rã hạt nhân urani.

Phần lớn các nhà máy điện nguyên tử hiện nay vận hành với loại lò nước áp lực PWR (Pressurized Water Reactor). Sơ đồ nguyên lí của lò phản ứng hạt nhân loại PWR được giới thiệu trên hình 5.9. Đây là loại lò phản ứng dùng nước có áp suất cao, bao gồm ba chu trình độc lập sau:

Chu trình thứ nhất:

Chiết suất nhiệt sinh ra từ quá trình phân rã các nguyên tử urani thông qua nước tự nhiên. Nhờ bơm nén 4 nước có áp suất 1550 N/cm^2 và nhiệt độ 321°C được bơm qua bộ trao đổi nhiệt 3 và sau đó trở về lò phản ứng 1. Nước của chu trình thứ nhất không bao giờ tiếp xúc với nước của chu trình thứ hai.

Chu trình thứ hai:

Hơi sinh ra trong lò hơi được tập hợp lại bởi hệ thống ống của chu trình thứ hai được đưa sang làm quay tuabin 6 và máy phát điện 7. Sau khi nén xuống cánh tuabin, hơi được ngưng tụ lại trong bình ngưng 9 và được bơm 8 bơm nước trở lại bộ trao đổi nhiệt.

Chu trình làm lạnh:

Nguồn nước lạnh của chu trình này cho phép thực hiện quá trình nén hơi của chu trình thứ hai. Nguồn nước lạnh 10 là không thể thiếu đối với tất cả các nhà máy điện nguyên tử. Nước sông chảy qua bộ ngưng tụ 9 nhờ tiếp xúc với một chùm hơn 70.000 ống mà sau đó hơi được ngưng tụ lại.

Để ngăn các tia phóng xạ ra ngoài, bảo vệ cho người, lò phản ứng được bọc bằng những lớp nước hay bê tông dày.

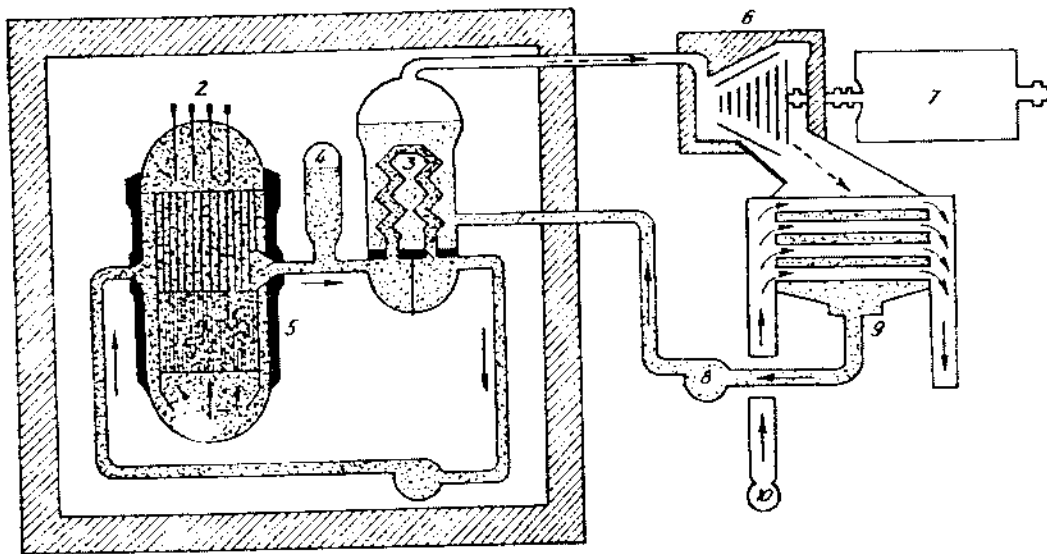
Người ta phân loại các lò phản ứng hạt nhân theo các nguyên tắc khác nhau:

+ Theo mức năng lượng của neutron phân ra lò phản ứng nhiệt(với neutron nhiệt) và lò phản ứng nhanh (với neutron nhanh);

+ Theo khả năng tái sinh nhiên liệu, có loại lò năng lượng(với neutron nhanh, hệ số tái sinh từ 1,5 trở lên) và loại lò thối (hệ số tái sinh từ $1 \div 1,1$);

+ Theo nguyên lí phân phối nhiên liệu và chất hấp có loại là đồng nhất và không đồng nhất;

+ Theo loại chất hấp có lò hạt nhân loại nước, loại nước nặng, loại than chì...



Hình 5.9. Sơ đồ nguyên lí của nhà máy điện nguyên tử dùng loại lò phản ứng PWR:

1 - tâm lò phản ứng; 2 - thanh điều khiển; 3 - bình trao đổi nhiệt; 4 - bơm nén;
5 - vỏ thép; 6 - tuabin; 7- máy phát điện; 8 - bơm; 9 - bình ngưng; 10 - nước làm mát.

Nhà máy điện nguyên tử hiện nay đang được chú ý phát triển vì rằng năng lượng tích trữ trong nguyên tử rất lớn. Người ta thống kê được rằng năng lượng của urani và thori trên thế giới hiện nay gấp khoảng 23 lần năng lượng của tất cả các nguồn cộng lại. Tuy vậy, sau các sự cố nghiêm trọng ở Three Miles Islan (Mĩ) và Checnôbum (Liên Xô cũ), nhà máy điện nguyên tử cũng đang bị phản đối mạnh ở nhiều nước. Các quốc gia cũng đang xem xét lại chính sách đối với điện nguyên tử của mình. Ví dụ ở Mĩ tính đến 2015 sẽ dự kiến cho ngừng 49 lò phản ứng hạt nhân với tổng công suất điện bị mất là 37 Gigaoat.

Mỗi năm trong giai đoạn hiện nay người ta đưa thêm khoảng 2-3 lò phản ứng hạt nhân vào làm việc chủ yếu ở vùng Viễn Đông (Nhật Bản, Hàn Quốc, Trung Quốc).

Năng lượng **hạt nhân** dùng cho phát điện được xem là ưu việt theo quan điểm kinh tế và môi trường, không **phát** thải CO_2 cũng như các chất thải khác vào khí quyển, lượng phóng xạ có thể kiểm tra và điều **kiểm** một cách nghiêm **ngặt**, việc **chuyên** chờ **nhiên** liệu dễ dàng hơn nhiều so với các **loại** **nhiên** liệu **khác**.

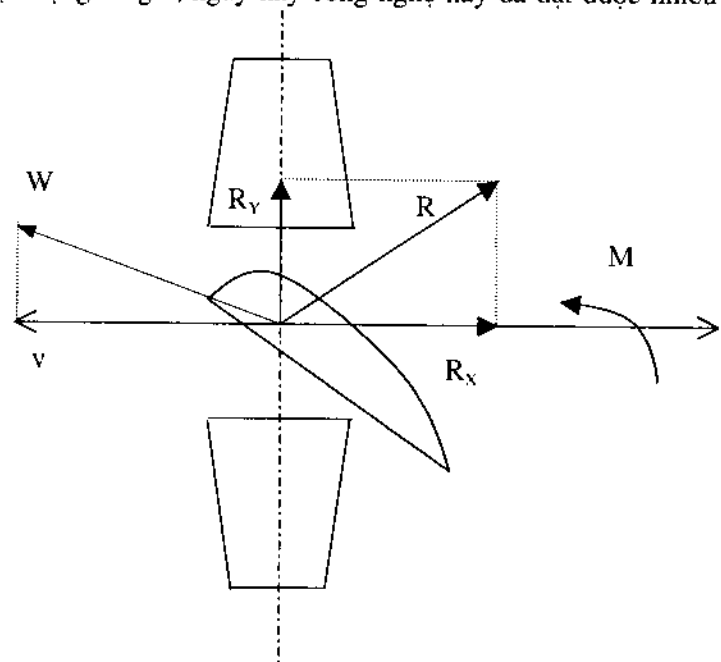
Đặc điểm của **nhà** máy điện nguyên tử là:

1. Khả năng làm việc **độc** lập, giá thành điện năng thấp hơn nhà máy nhiệt điện.
2. Khối lượng **nhiên** liệu nhỏ. Ví dụ để sản xuất 1 triệu kilôoát giờ điện năng chỉ tiêu tốn **khoảng** 400 gam urani . Do đó không cần xây dựng nhà máy điện nguyên tử cạnh **nguồn** **nhiên** liệu.
3. Vận hành **linh** hoạt với độ phụ tải tự do.
4. Không thải khói ra không khí. Ví dụ chất thải hàng năm của lò phản ứng 900 MW chứa 99,9% **chất** phóng xạ chỉ độ 2 m^3 .
5. Vốn **dầu** tư lớn.
6. Hiệu suất cao hơn nhiệt điện.

5.3.7. Nguồn điện từ gió

Gió là nguồn năng lượng sạch, có hầu như khắp mọi nơi. Phát điện bằng sức gió là sử dụng sức gió tự nhiên làm quay các cánh quạt để **phát** điện. Việc nghiên cứu và sử dụng năng lượng gió dựa trên công nghệ chế tạo động cơ gió, ngày nay công nghệ này đã đạt được nhiều thành tựu đáng kể, công suất đơn vị đạt khoảng 1MW và sẽ tăng đến 2-3MW vào năm 2015. Giá thành phát điện chỉ còn gấp 2 lần so với nhiệt điện. Một trong những ý tưởng đáng lưu ý về sử dụng năng lượng gió trong tương lai là sử dụng động cơ gió để nén không khí vào các hầm chứa với áp suất cao, sau đó dùng không khí áp lực cao để chạy các động cơ gió thứ cấp tốc độ cao để kéo máy phát điện.

Để phát được điện thì cần phải có tốc độ gió trên 5m/s. Thiết bị phát điện gió cỡ 250 kW



Hình 5.10. Vị trí làm việc của cánh trong dòng không khí.

có chiều cao 30 m và đường kính của cánh quạt là 28 m. Để lắp 2 thiết bị cần một diện tích khoảng 50m x 100m. Có nghĩa là cần diện tích gấp 100 lần của nhà máy nhiệt điện. Tỷ lệ sử dụng thiết bị hàng năm trong trường hợp xây dựng ở những nơi thường xuyên có gió thổi mạnh là khoảng 20-30%. Nhật Bản hiện đang xây dựng nhà máy điện gió công suất 2MW, chiều cao của tháp là 100m với tiền đầu tư là 500 triệu Yên.

Khi gió thổi ngang song song với trục cánh (hình 5.10) bằng tốc độ V thì trên các cánh xuất hiện lực khí động học R (tổng hợp của lực nâng và lực cản) lực R được phân thành hai lực thành phần trong đó có lực R_y tạo nên momen M nằm trong mặt phẳng của cánh và làm quay cánh.

Khi cánh quay mỗi tiết diện cánh tùy theo bán kính quay của nó sẽ có một tốc độ tương ứng bằng $U = \omega.r$ và có tốc độ dài ở mút cánh là lớn nhất $U = \omega.R$.

Tổng hợp hai vectơ thành phần $\omega.r$ và V được vectơ W đó chính là vectơ tốc độ dòng khí tác dụng vào mỗi tiết diện cánh khi đang quay dưới một góc tấn alpha, gọi là tốc độ tương đối, ký hiệu W .

Góc nghiêng của cánh so với mặt phẳng quay của cánh được gọi là góc đặt cánh φ . Nếu cánh phẳng chỉ có một giá trị của φ nhưng do tốc độ tương đối U thay đổi theo chiều dài của cánh (do $\omega.r$, thay đổi) nên góc tấn tại mỗi tiết diện cánh thay đổi. Lực nâng chỉ có giá trị lớn nhất khi góc tấn có trị số nhất định. Vậy muốn đạt được lực nâng R_y lớn nhất cho mọi tiết diện cánh, trị số đặt cánh φ phải giảm dần từ chân cánh đến đầu mút cánh tức là cánh phải có dạng xoắn.

5.3.8. Năng lượng mặt trời

Trong số các nguồn năng lượng mới được sử dụng phải kể đến nguồn năng lượng khổng lồ là năng lượng mặt trời. Các nguồn điện mặt trời có công suất đơn vị ngày càng lớn, giá công suất lắp đặt và điện năng ngày càng giảm. Ước tính trong tương lai gần, giá đầu tư cho một đơn vị công suất lắp đặt có thể đạt 2-3USD/W. Để khắc phục được nhược điểm che khuất ánh sáng mặt trời hiện nay đang có nhiều dự án xây dựng nhà ở với mái lợp bằng pin mặt trời, xây dựng trạm điện bằng pin mặt trời ở sa mạc hoặc những vùng không sử dụng đất cho sản xuất nông nghiệp. Cũng có những dự án lớn xây dựng những trạm phát điện vũ trụ trên quỹ đạo địa tĩnh với diện tích công tác của các bộ pin mặt trời lên đến hàng chục ngàn mét vuông.

a) Kỹ thuật ứng dụng năng lượng mặt trời

Khi bức xạ mặt trời đập lên bề mặt một vật sẽ cho ba khả năng: hấp thu, phản xạ trở lại không khí hoặc truyền qua vật cản. Phương trình cân bằng năng lượng trong trường hợp này là:

$$Q_0 = Q_r + Q_a + Q_t \quad (5-7)$$

trong đó: Q_0 , Q_r , Q_t tương ứng là năng lượng tới, phản xạ, hấp thụ và truyền qua. Chia cả hai vế của (5-7) cho Q_0 ta được:

$$1 = \frac{Q_r}{Q_0} + \frac{Q_a}{Q_0} + \frac{Q_t}{Q_0}$$

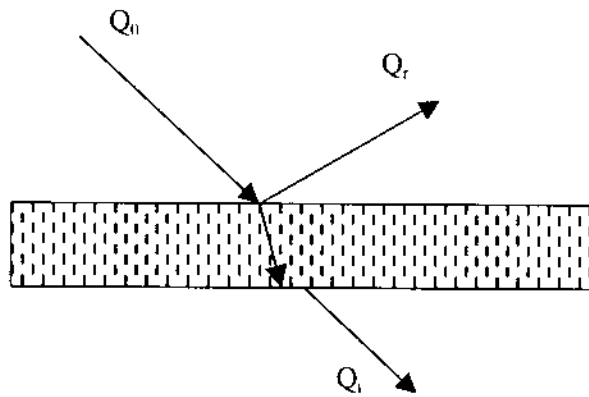
Ký hiệu: $Q_r/Q_0 = \rho$ - hệ số phản xạ;

$Q_a/Q_0 = \alpha$ - hệ số hấp thụ;

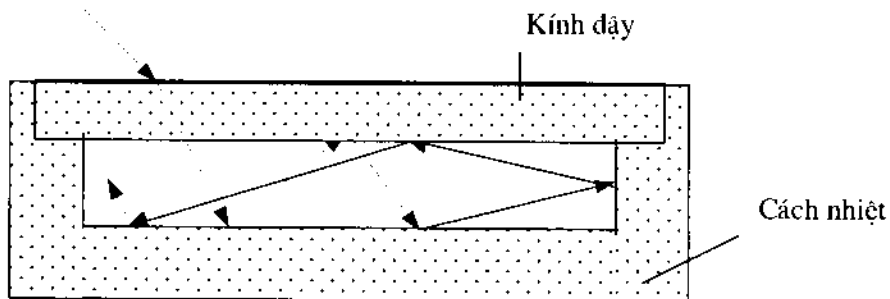
$Q_t/Q_0 = \tau$ - hệ số truyền qua;

ta có: $1 = \rho + \alpha + \tau$

(5-8)



Hình 5.11. Đường đi của tia bức xạ khí gặp vật cản.



Hình 5.12. Hộp thu phẳng.

Các giá trị của các hệ số ρ , α , τ luôn < 1 . Dựa trên đặc tính của vật chất khí tương tác với bức xạ mặt trời người ta chế tạo các thiết bị thu năng lượng mặt trời như: sử dụng khả năng phản xạ để chế tạo gương hội tụ parabol trong các nhà máy điện mặt trời, khả năng truyền qua

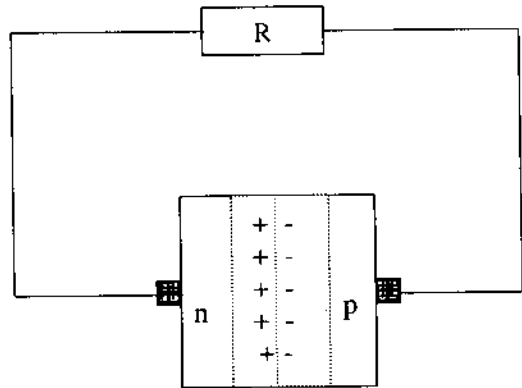
và hấp thụ để chế tạo các hộp thu phẳng theo nguyên lý hiệu ứng lồng kính (hình 5.12).

b) Hiệu ứng quang điện, pin quang điện

Pin mặt trời là một máy biến đổi quang năng thành điện năng không qua các khâu trung gian nên không bị tổn hao, không bị hao mòn, không gây ô nhiễm ra môi trường. Rất thuận tiện cho các vùng xa xôi hẻo lánh.

Thực chất pin mặt trời có cấu tạo (hình 5.13) gồm hai tấm bán dẫn p và n ghép tiếp xúc với nhau.

Khi chiếu một chùm tia sáng hoặc photon lên một pin mặt trời thì hai loại bán dẫn này hấp thụ photon và tạo ra các cặp electron và lỗ trống (chúng được gọi là hạt dẫn cơ bản). Dưới tác dụng của điện trường tiếp xúc các electron và lỗ trống tách khỏi nhau và hình thành ở miền p một điện tích dương (+) và ở miền n một điện tích âm (-). Nối hai miền p và n bằng một dây dẫn thì các điện tích trái dấu này chuyển dịch ở mạch ngoài và tái hợp khi chúng đi về phía bán dẫn đối cực. Nếu tiếp tục chiếu sáng cho pin mặt trời thì quá trình sinh hạt cơ bản và tái hợp diễn ra liên tục, và kết quả ở mạch ngoài sẽ hình thành một dòng điện một chiều có cường độ tỷ lệ với cường độ chiếu sáng. Bằng lý thuyết và thực nghiệm người ta đã thiết lập được phương trình Von-Ampe như sau:



Hình 5.13. Hiệu điện thế tiếp xúc.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_1 \cdot I}{n \cdot K T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_1 \cdot I}{R_f} \quad (5-9)$$

trong đó:

I_L - dòng quang điện chạy trong pin quang điện, A/m^2 ;

I_0 - dòng bão hoà, A/m^2 ;

n - hệ số khí lý tưởng;

q - điện tích hạt tải, C;

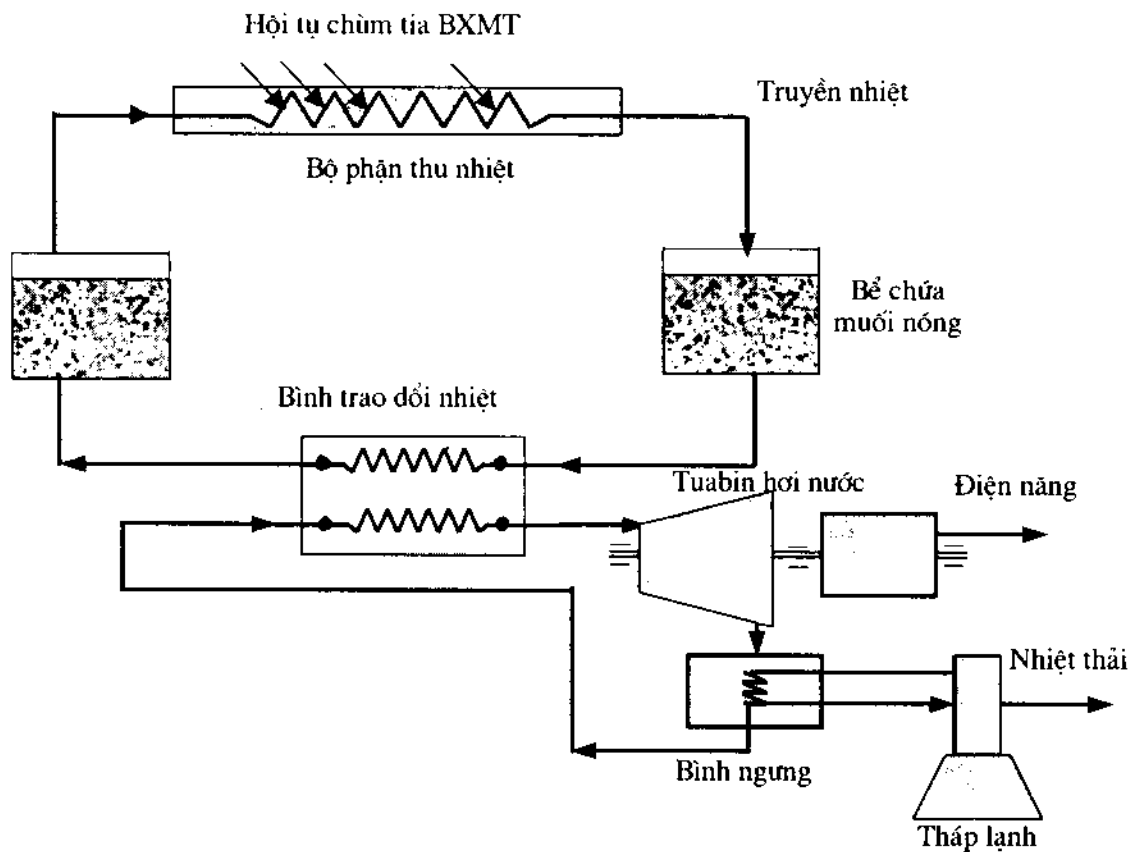
T - nhiệt độ trên phiến dẫn, K;

R_1 - điện trở trong, Ω/m^2 ;

R_f - điện trở rò qua mặt tiếp xúc, Ω/m^2 ;

V - hiệu điện thế giữa hai cực, V.

c) Nguyên lý nhà máy điện mặt trời



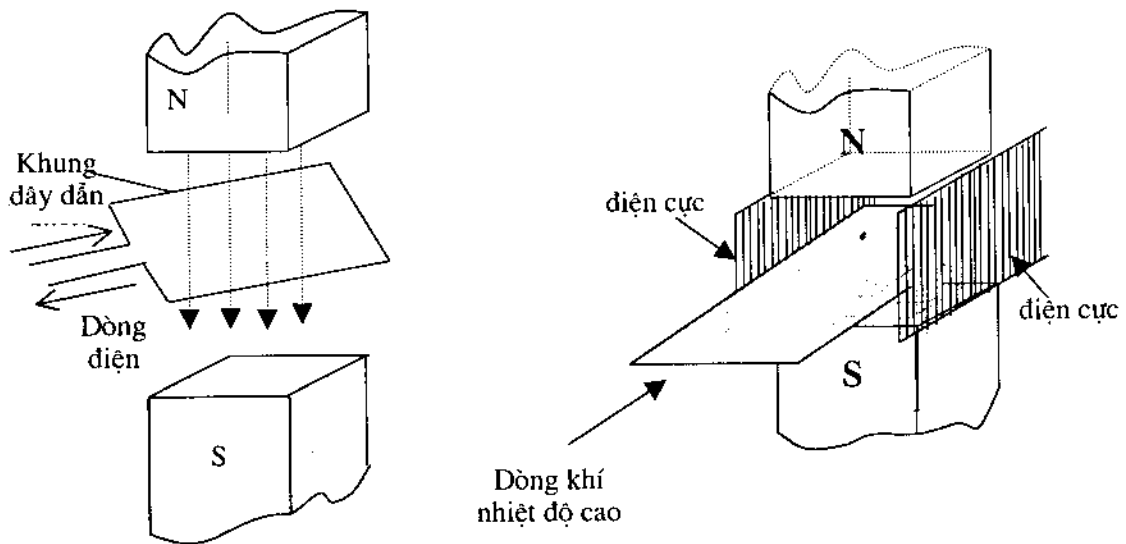
Hình 5.14. Sơ đồ nhà máy điện mặt trời.

Năng lượng mặt trời được thu bằng một gương parabol tròn xoay (gương cầu), mọi tia nắng chiếu vào gương đều hội tụ tại tiêu điểm F của gương, mật độ quang thông tại tiêu điểm càng cao thì mật độ năng lượng bức xạ ở đó càng cao. Nhiệt độ tại đây có thể đạt đến trên 3.500°C . Với nhiệt độ này có thể làm nóng chảy các oxit khó nóng chảy nhất như: ZrO_2 , TiO_2 ... Trên hình 5.14 mô tả nguyên tắc hoạt động của nhà máy điện mặt trời. Các tấm gương phản xạ được điều khiển tự động luôn hướng về phía mặt trời. Gương parabol cố định, tại tiêu điểm của nó người ta đặt nồi chứa một loại muối kim loại có nhiệt độ nóng chảy trên 400°C . Muối này được nung đến nhiệt độ trên 800°C và được bơm vào bể chứa ở phía dưới. Khi cho dòng nước chảy qua bể chứa muối nóng chảy, nước nhận nhiệt và sôi, hơi nước được đưa vào tuabin làm quay máy phát điện. Khi truyền nhiệt cho nước nhiệt độ của muối bị giảm muối lỏng được bơm ngược trở lại nồi để nhận thêm nhiệt. Với bể chứa muối có dung tích lớn khi không có bức xạ mặt trời nhà máy có thể đảm bảo hoạt động hàng tháng mà không cần các loại nhiên liệu khác.

5.3.9. Nhà máy điện từ thủy động

a) Nguyên lý hoạt động của máy phát từ thủy động

Từ thủy động là một trong những giải pháp đầy hứa hẹn tạo ra nguồn năng lượng cho tương lai. Phương pháp từ thủy động là biến các loại nhiên liệu hoá thạch hoặc năng lượng hạt nhân thành điện. Nguyên lý hoạt động của nhà máy từ thủy động tương tự như máy phát điện chạy bằng tuabin thông thường, máy phát chạy bằng tuabin thông thường thì cuộn dây là bộ phận dây dẫn quay trong từ trường làm xuất hiện trong cuộn dây sức điện động. Còn trong máy phát từ thủy động là một dòng khí ion hoá dẫn điện ở nhiệt độ cao, chạy trong từ trường cực mạnh cũng làm xuất hiện ở đầu hai cực những điện tích trái dấu, khi nối hai cực với tải sẽ có dòng điện chạy trong mạch ngoài. Sơ đồ nguyên lý được mô tả trên hình 5.15.



Hình 5.15. Sơ đồ nguyên lý của máy phát từ thủy động.

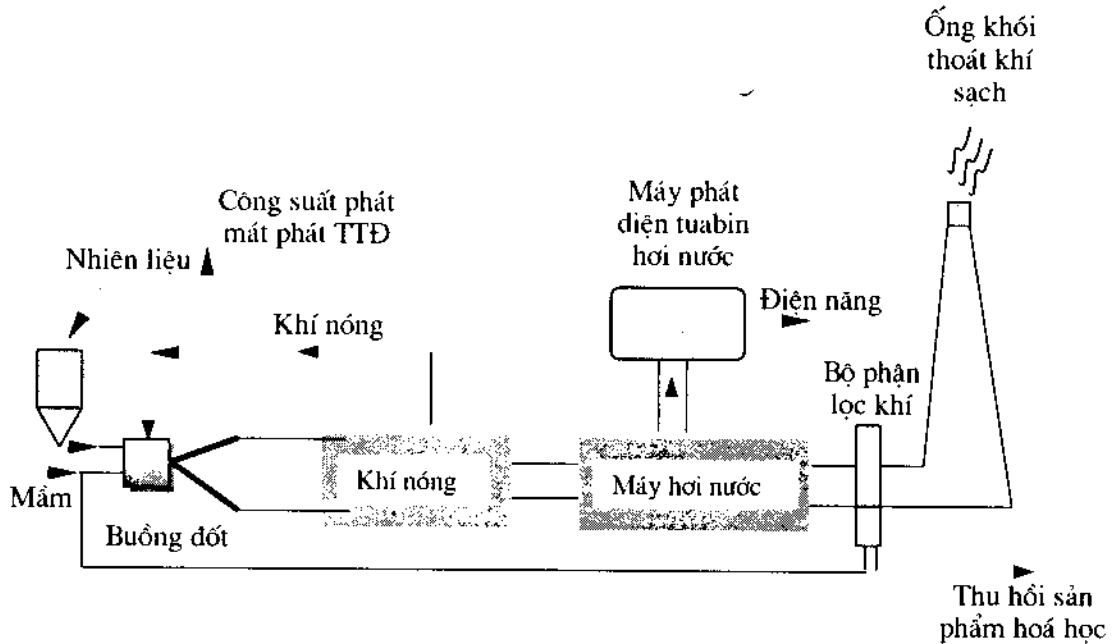
Sự khác nhau giữa hai loại máy này chính là thay cuộn dây của rôto bằng dòng khí ion hoá có nhiệt độ cao.

Nguyên lý từ thủy động đã được phát minh từ hơn 100 năm trước đây, nhưng mãi cho tới nay nhờ tiến bộ về khoa học kĩ thuật và công nghệ mới có thể đưa ra được mô hình sản xuất có ý nghĩa. Các mẫu nghiên cứu về từ thủy động đã được bắt đầu từ những năm 1950 ở Trường Đại học Cornell (Mỹ). Năm 1959 máy phát điện từ thủy động đầu tiên đã được chế tạo, loại máy thế hệ I có công suất 10kW. Đến thế hệ thứ V thì máy đã có công suất 32MW với một nam châm điện có từ trường cực mạnh, và sau đó nhiều máy có công suất lớn đã được thử nghiệm tại nhiều

nước ở Châu Âu, Nhật Bản. Liên Xô cũ đã chế tạo được loại máy có công suất 75MW. Nga là nước đầu tiên có ý định dùng khí đốt tự nhiên làm nhiên liệu cho máy phát từ thủy động.

b) Cấu tạo máy phát từ thủy động(TTĐ)

Các bộ phận chính của máy phát TTĐ là buồng đốt nhiên liệu, hòng máy hướng dòng khí nóng, một từ trường cực mạnh và các cực góp điện. Hệ thống máy phát TTĐ hiện hành bao gồm bộ phận trao đổi nhiệt để cung cấp khí nung sơ bộ cho buồng đốt và một thiết bị làm sạch khí, xử lý khí thải. Việc đốt cháy bằng khí O₂ nên giá thành cao, nhiệt độ hoạt động của máy TTĐ là 2000°C ÷ 2500°C. Tuy nhiên nhiệt độ này vẫn chưa đủ cao để làm ion hoá khí đốt để tạo ra khí dẫn điện. Để khắc phục nhược điểm này người ta phun vào buồng đốt một chất tạo mầm bằng một loại muối kim loại kiềm. Khí dẫn điện có độ dẫn điện thấp hơn kim loại đồng nên để có dòng điện lớn phải có nam châm siêu dẫn cực mạnh, loại nam châm đang dùng trong ngành năng lượng cao. Công nghệ này cũng sẽ áp dụng cho việc chế tạo máy phát TTĐ.



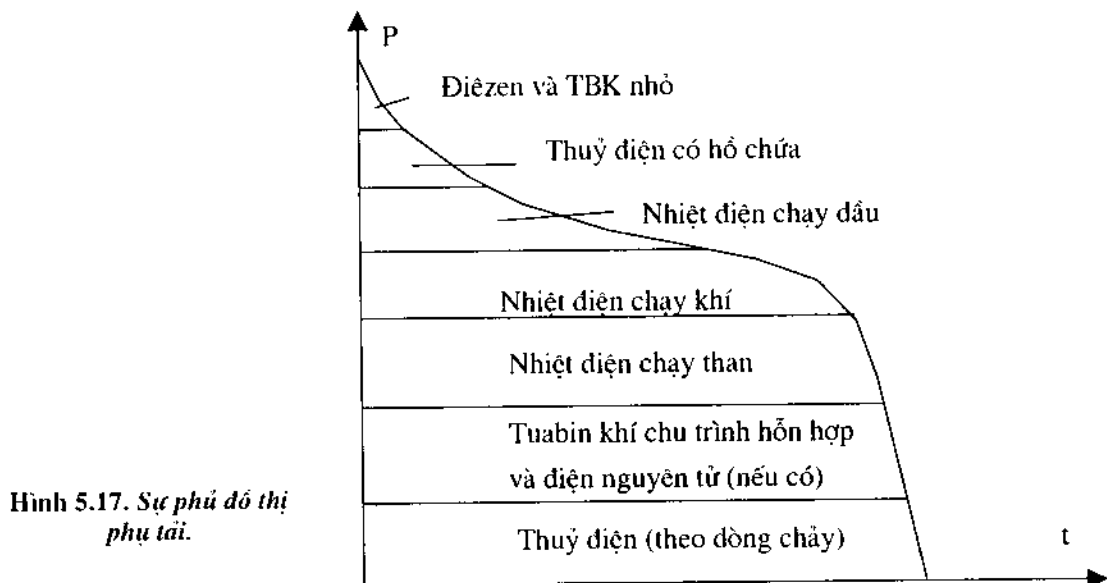
Hình 5.16. Sơ đồ cấu tạo tổ hợp máy phát TTĐ và tuabin hơi nước.

Để nâng cao hiệu suất người ta đã chế tạo một hệ thống gồm máy phát TTĐ và máy hơi nước cổ truyền để tận dụng lượng nhiệt thải ở đầu cuối nhà máy, nên hiệu suất của hệ thống này có thể được nâng lên đến 60%÷70%, và có thể tiết kiệm được 20÷30% nhiên liệu so với các nhà máy điện hơi nước chạy bằng nhiên liệu hoá thạch cổ truyền. Hệ thống này được mô tả trên hình 5.16.

Hiện nay đang có ba giải pháp cơ bản để thiết kế máy phát TTĐ là: hệ thống chu trình hở, hệ chu trình kín và kim loại lỏng. Hệ thống chu trình hở có nhược điểm là gây ô nhiễm môi trường như các nhà máy nhiệt điện cổ truyền. Hệ thống chu trình kín tương tự như hệ thống chu trình hở về việc duy trì chất lỏng làm việc ở nhiệt độ cao nhưng có dùng gas môi chạy qua từ trường để làm tăng khả năng ion hoá khí. Khí heli là loại khí hiếm thường được dùng để làm khí môi. Nhờ việc cho tuần hoàn khí heli trong hệ kín nên tiết kiệm hơn. Đặc biệt là nhiệt độ làm việc của hệ này ở ($1700^{\circ}\text{C} \div 1800^{\circ}\text{C}$) giảm đáng kể so với hệ thống hở, nên có khả năng thay thế cho các tuabin hơi nước trong các nhà máy nhiệt điện hạt nhân. Các kết quả nghiên cứu về chu trình hệ thống kín đã được áp dụng trong ngành vũ trụ và trong quốc phòng.

Hệ thống kim loại lỏng được thiết kế để làm việc ở nhiệt độ $800 \div 1100^{\circ}\text{C}$, thấp hơn so với hệ thống khí kín. Kim loại lỏng được dùng làm chất tải nhiệt (chất công tác) nên có độ dẫn điện cao, vì vậy nhiệt độ làm việc cao trở nên không còn cần thiết. Hệ thống này tiêu tốn ít năng lượng hơn và có thể dùng loại nam châm không phải là siêu dẫn, nên giá thành sẽ giảm một cách đáng kể. Sự bất tiện trong kim loại nóng chảy ở chỗ khó làm nóng chảy nhanh chóng để đạt được nhiệt độ làm việc của máy TTĐ. Máy phát TTĐ làm giảm đáng kể việc gây ô nhiễm môi trường.

§5.4. SỰ THAM GIA CỦA CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN VÀO PHỦ ĐỒ THỊ PHỤ TẢI



Hình 5.17. Sự phủ đồ thị phụ tải.

Người ta căn cứ vào đặc tính của các nhà máy điện đang vận hành trong hệ thống để phủ kín đồ thị phụ tải (hình 5.17). Nguyên tắc chung để tiến hành phân bố tối ưu công suất cho các nhà máy là phải làm thế nào để tổng chi phí tính toán của toàn hệ thống là nhỏ nhất. Muốn vậy

cần tuân theo nguyên tắc là làm sao tận dụng hết nguồn nước của các nhà máy thủy điện và làm cho đồ thị phụ tải của nhiệt điện là bằng phẳng nhất.

§5.5 CHỌN CẤU TRÚC TỐI ƯU CỦA NGUỒN ĐIỆN

5.5.1. Khái niệm chung về bài toán chọn cấu trúc tối ưu nguồn điện

Muốn hệ thống điện phát triển đúng hướng phải qui hoạch tổng thể sự phát triển hệ thống điện trong 10 - 20 năm trước khi thiết kế xây dựng các nhà máy điện, trạm biến áp, đường dây tải điện. Nếu không làm tốt điều đó có thể đưa đến hậu quả nghiêm trọng như: Không thể sử dụng hết công suất toàn bộ nhà máy điện, thiếu công suất, giảm độ tin cậy cung cấp điện, v.v... Có thể nói bài toán qui hoạch hệ thống điện là bài toán kinh tế kỹ thuật lựa chọn phương án tối ưu để phát triển hệ thống điện nhằm đảm bảo cung cấp điện cho hộ tiêu thụ với chất lượng cao mà chi phí là nhỏ nhất có thể. Qui hoạch nguồn là một bài toán quan trọng của qui hoạch năng lượng. Trong bài toán qui hoạch nguồn thì việc chọn cấu trúc tối ưu nguồn điện là cơ bản nhất nên thường coi bài toán chọn cấu trúc tối ưu là bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện.

Trong thực tế thường không có phương án tối ưu tuyệt đối, bởi vì luôn luôn tồn tại mâu thuẫn giữa tính kinh tế và yêu cầu kỹ thuật. Ví dụ vốn đầu tư ít nhưng lại muốn độ tin cậy cao, phí tổn vận hành nhỏ. Vì vậy chỉ tiêu tối ưu không thể mang tính tuyệt đối mà chỉ có thể mang tính dung hoà, thoả hiệp, phụ thuộc vào từng giai đoạn, hoàn cảnh kinh tế và phần nào mang tính chủ quan của người quyết định phương án. Đặc biệt đối với hệ thống điện là một hệ thống có cấu trúc phức tạp, nhiều cấp, luôn luôn phát triển và chịu tác động của nhiều yếu tố như xã hội, môi trường v.v....

Bài toán chọn cấu trúc tối ưu trong qui hoạch và phát triển nguồn thường sử dụng phương pháp mô hình hoá toán học kết hợp máy tính. Quá trình giải gồm ba bước:

1. Thống kê, gia công, xử lý số liệu ban đầu.
2. Thành lập hàm mục tiêu và những hàm ràng buộc.
3. Chọn phương pháp giải và áp dụng giải bài toán.

5.5.2. Các phương pháp chọn cấu trúc tối ưu nguồn điện

5.5.2.1. Giới thiệu chung

Như đã trình bày ở mục B, hiện nay có ba phương pháp chính dùng trong QHHTĐ. Mỗi phương pháp đều có đặc điểm riêng biệt và nó được ứng dụng trong từng bài toán qui hoạch tương ứng với tính chất của phương pháp. Bài toán qui hoạch và phát triển nguồn điện là một phần

của bài toán tổng hợp về sự phát triển tối ưu của HTĐ (qui hoạch và phát triển HTĐ), vị trí của qui hoạch nguồn điện đã được mô tả trên hình 2.1.

Người ta coi bài toán qui hoạch nguồn điện là bài toán độc lập với bài toán QHHTĐ. Mặc dù nằm trong môđun lớn là qui hoạch năng lượng (hay QIHHTĐ) mà nội dung này có nhiều môđun con (như dự báo nhu cầu năng lượng, qui hoạch lưới điện, qui hoạch nguồn điện, cân bằng năng lượng - nhiên liệu...) nhưng sự ảnh hưởng giữa các môđun chủ yếu mang ý nghĩa hiệu chỉnh (sau các bước lặp).

Các phương pháp toán học dùng trong QIHHTĐ cũng là phương pháp dùng trong qui hoạch nguồn điện, chẳng hạn như: phương pháp qui hoạch tuyến tính, phương pháp qui hoạch phi tuyến, phương pháp qui hoạch động.

5.5.2.2. Các mô hình toán học giải bài toán cấu trúc tối ưu nguồn điện

a) Mô hình qui hoạch tuyến tính (QHTT)

Mô hình QHTT đã được mô tả trong các biểu thức (3.5) và (3.6). Xin nêu thêm một số ưu nhược điểm của phương pháp QHTT trong bài toán qui hoạch và phát triển nguồn điện.

Ưu điểm: Dùng mô hình tuyến tính để giải bài toán chọn cấu trúc tối ưu trong qui hoạch và phát triển nguồn điện có những ưu điểm cơ bản như tính đơn giản của mô tả toán học, tính chắc chắn của lời giải, tính phổ biến của thuật toán. Đưa được bài toán về mô hình qui hoạch tuyến tính thì lời giải sẽ dễ dàng tìm được vì hiện nay đã có những thuật toán và các chương trình chuẩn trên máy tính điện tử cho phép giải triệt để bài toán tối ưu bằng phương pháp qui hoạch tuyến tính với kích cỡ đủ lớn rất thuận tiện. Lời giải nhận được thường cho phép dễ dàng kiểm tra tính hợp lý cũng như thiếu sót của mô hình xuất phát.

Nhược điểm: Nhược điểm chính của mô hình QHTT khi giải quyết bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện là không cho độ chính xác cao. Chẳng hạn để đưa hàm mục tiêu về dạng $Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \Rightarrow \min (\max)$, khi xét các biến công suất x_1, x_2, \dots, x_n là công suất nguồn cần phải chấp nhận vốn đầu tư và chi phí vận hành tỷ lệ với công suất đặt, suất chi phí sản xuất điện năng không phụ thuộc vào công suất nguồn...

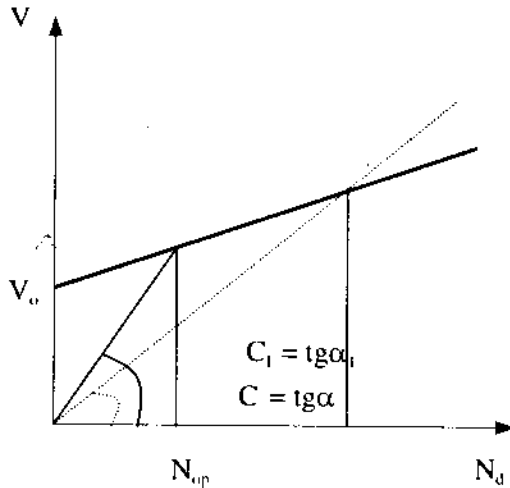
Có thể thấy sai số rất đáng kể đối với vốn đầu tư cho các nhà máy thủy điện. Đó là vì với diện tích đất tự nhiên để xây dựng nhà máy thủy điện yêu cầu vốn đầu tư ban đầu hầu như không đổi với công suất đặt của tổ máy. Vì vậy khi lời giải tối ưu (nhận được theo mô hình QHTT) có trị số nhỏ (công suất đặt của nhà máy thủy điện bé) thì trị số đó không còn là tối ưu nữa, do suất vốn đầu tư thực tế (tỷ lệ với α_1) lớn hơn trị số đã sử dụng trong tính toán rất nhiều (hình 5.18 và 5.19). Vốn đầu tư của nhà máy thủy điện thường chiếm từ 60-70% vốn đầu tư tổng. Trong đó:

$$A_p = \frac{V_E}{N_d} - \text{suất vốn đầu tư trên 1 đơn vị công suất điện, \$/kW};$$

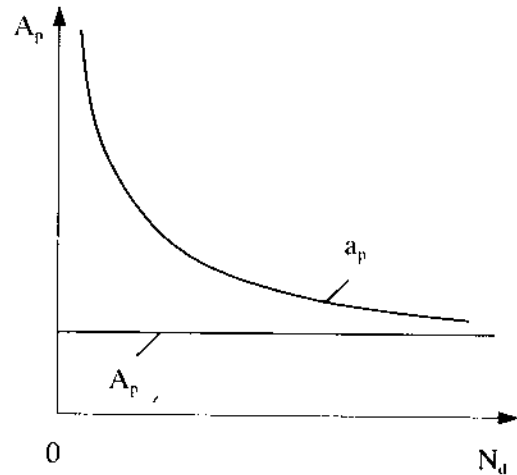
$$a_p = \frac{\Delta V_E}{\Delta N_d} - \text{suất vốn đầu tư trên 1 đơn vị công suất điện đặt thêm, \$/kW};$$

N_d - công suất đặt của nhà máy thủy điện;

V_E - vốn đầu tư cho sản xuất điện năng của nhà máy thủy điện.



Hình 5.18. Ảnh hưởng vốn đầu tư ban đầu của nhà máy thủy điện.



Hình 5.19. Suất vốn đầu tư tính cho 1 đơn vị công suất đặt.

Một yếu tố khác cũng ảnh hưởng đáng kể đến độ tuyến tính của hàm mục tiêu là suất chi phí nhiên liệu b cho một đơn vị điện năng sản xuất ra của các nhà máy nhiệt điện. Thực tế b phụ thuộc phức tạp vào trị số công suất vận hành mà trường hợp chung không thể coi là hằng số. Để khắc phục những nhược điểm trên đồng thời vẫn phát huy ưu điểm cơ bản của mô hình tuyến tính có thể sử dụng thuật toán QHTT chứa tham số hoặc QHTT nguyên hỗn hợp.

b) Mô hình bài toán qui hoạch phi tuyến (QHPT)

Nếu như mô hình QHTT không cho độ chính xác cao khi mô tả bài toán thì mô hình QHPT về nguyên tắc lại cho phép mô phỏng bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện chính xác hơn. Nhưng theo mô hình này vấn đề tìm một phương pháp toán học để giải là một khó khăn. Vì khi mô tả đúng đắn hiện thực bài toán qui hoạch thì phải vượt lên những giả thiết đơn giản hoá như chi phí sẽ không tuyến tính theo công suất, hàm tổn thất cũng là hàm phi tuyến... và khi đó mô hình toán học sẽ phức tạp và không có hiệu lực để nhận được lời giải.

Phương pháp giải bài toán QHPT ngày nay là phương pháp gradient, phương pháp Lagrange. Với phương pháp gradient thì kết quả chỉ cho phép tìm điểm tối ưu cục bộ. Còn điểm

tối ưu tuyệt đối chỉ tìm được khi hàm mục tiêu và miền lời giải cho phép đều có tính chất lồi. Ngoài ra phương pháp gradient dựa trên thủ tục lặp để đi đến lời giải tối ưu, do đó sự hội tụ của quá trình tính toán thường chậm.

c) Mô hình qui hoạch động

Theo mô hình toán học này thì khối lượng tính toán khá lớn, để giảm bớt khối lượng tính toán thực tế thường phải bớt đi ở bước ban đầu một số phương án cho phép. Khi đó hạn chế nhiều tính tối ưu của lời giải. Ngoài ra giải bài toán qui hoạch nguồn theo mô hình qui hoạch động đòi hỏi những thuật toán phức tạp, công cụ tính toán hiện đại, đặc biệt cần đưa vào một khối lượng lớn số liệu đầu vào.

Để áp dụng phương pháp qui hoạch động giải bài toán qui hoạch phát triển nguồn, người ta đã đưa ra mô hình trên máy tính WASP-III (Wiena Automatic System Planning - III). Đây là một modul trong bộ chương trình phân tích năng lượng - điện lực (ENPEP) do cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA) và viện Nghiên cứu Quốc gia ARGONNE của Mĩ thực hiện. WASP là mô hình tối ưu hoá phát triển dài hạn nguồn điện (thời gian tính toán có thể tới 30 năm).

Mô hình thuật toán WASP-III bao gồm các modul con (xem hình 5.20) với các chức năng như sau:

a. LOADSYS (Load System Description): đưa vào các số liệu và tính toán nhu cầu phụ tải và chế độ tiêu thụ điện bao gồm nhu cầu công suất, điện năng và đường tích phân phụ tải.

b. FIXSYS (Fixed System Description): Đưa vào các thông tin kinh tế-kỹ thuật-môi trường của các nhà máy điện hiện có và của các nhà máy điện đã có kế hoạch đưa vào hệ thống.

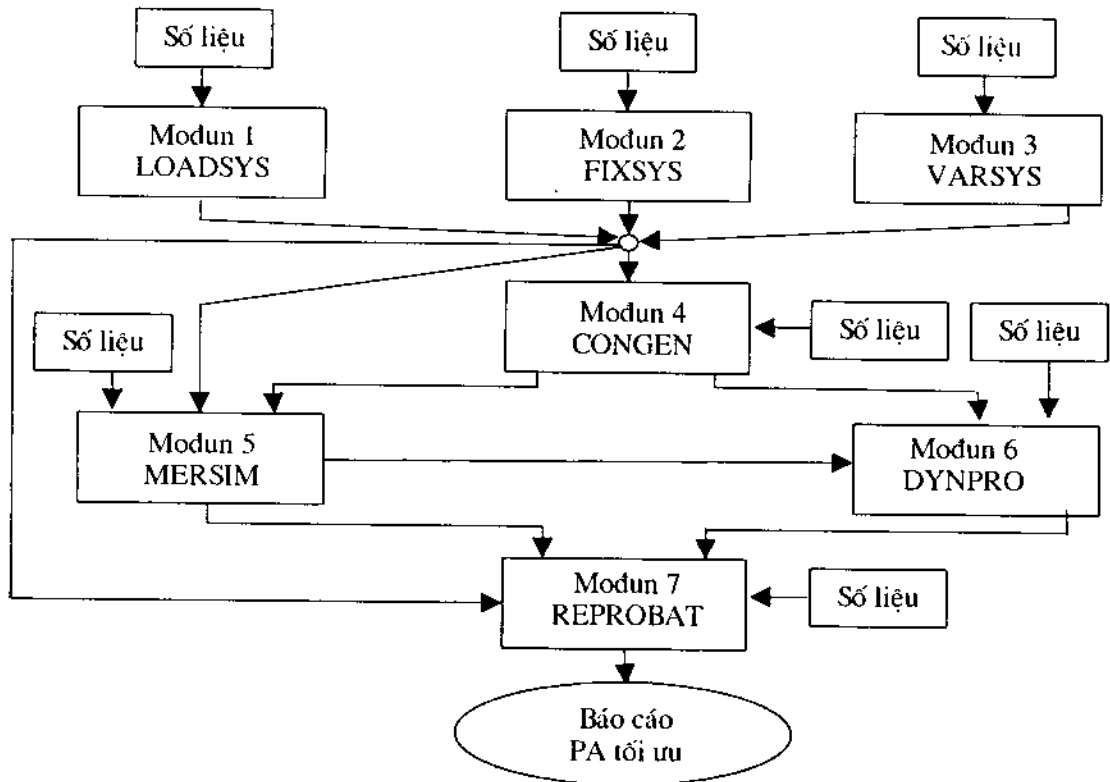
c. VARSYS (Variable System Description): Đưa vào các thông tin kinh tế-kỹ thuật-môi trường của các nhà máy điện dự kiến có thể phát triển trong tương lai.

d. CONGEN (Configuration Generator): Tính toán các kịch bản có thể có trong những năm tương lai, thoả mãn nhu cầu về phụ tải và các điều kiện ràng buộc.

e. MERSIM (Merge and Simulate): Phủ biểu đồ phụ tải của các kịch bản nguồn, tính toán chi phí vận hành của hệ thống và điện năng không đáp ứng được của kịch bản.

f. DYNPRO (Dynamic Programming Optimization): Đưa vào các thông tin về kinh tế của hệ thống và các nguồn điện, dùng thuật toán qui hoạch động để xác định phương án tối ưu.

g. REPROBAT (Report Writer of WASP in a Batched Environment): Kết quả tính toán của phương án tối ưu phát triển nguồn điện.



Hình 5.20. Kết cấu mô hình WASP-III.

Chương trình WASP-III có nhược điểm là đã coi toàn bộ hệ thống điện là một nút duy nhất, không tính đến sự trao đổi giữa các vùng có xét đến khả năng tải của các đường dây liên kết. Để khắc phục nhược điểm này cần bổ sung ràng buộc liên quan đến ảnh hưởng của khả năng tải của các đường dây liên lạc.

d) Mô hình sử dụng thuật toán hệ trí tuệ nhân tạo

Bài toán tối ưu được mô tả thông thường như sau:

Xác định tập nghiệm X sao cho các cực tiểu hàm chi phí tính toán:

$$C(X) \rightarrow \min$$

Đồng thời thoả mãn các ràng buộc như sau:

$$g_i(X) \leq 0 \quad (i=1,2,\dots,n)$$

$$h_j(X) = 0 \quad (j=1,2,\dots,m)$$

Với các hàm $C(X)$, $g_j(X)$, $h_j(X)$ là các hàm phi tuyến. X là vectơ của các biến x_1, x_2, \dots nhận giá trị nguyên, thực, rời rạc hay liên tục.

Thuật toán trí tuệ nhân tạo có thể bao gồm những thuật toán như sau: Di truyền, Tiến hoá, Mạng Nơron, Tìm kiếm Tabu, Tập mờ...

Đặc điểm cơ bản của các thuật toán trí tuệ nhân tạo là tính mềm dẻo, có thể áp dụng cho các bài toán tối ưu có số biến lớn, khối lượng tính toán nhiều. Tuy độ chính xác của kết quả không cao nhưng đây là một hướng có rất nhiều triển vọng trong việc áp dụng để giải bài toán qui hoạch phát triển nguồn cho hệ thống điện lớn và thời gian qui hoạch lâu dài.

5.5.2.3. Mô hình bài toán qui hoạch nguồn điện bằng phương pháp QHTT

Như đã trình bày ở trên, muốn hệ thống điện phát triển đúng hướng phải qui hoạch tổng thể sự phát triển của hệ thống điện trong vòng 10 -20 năm trước khi thiết kế xây dựng các nhà máy điện, trạm biến áp, lưới điện. Nếu không làm tốt điều đó có thể đưa đến một hậu quả nghiêm trọng như: không thể sử dụng hết công suất toàn nhà máy điện, thiếu công suất, giảm độ tin cậy cung cấp điện... Có thể nói bài toán qui hoạch HTĐ là bài toán kinh tế kỹ thuật lựa chọn phương án tối ưu để phát triển HTĐ nhằm đảm bảo cung cấp điện cho hộ tiêu thụ với chất lượng cao và chi phí là nhỏ nhất có thể. Qui hoạch nguồn là bài toán quan trọng của qui hoạch năng lượng. Trong bài toán qui hoạch nguồn thì việc chọn cấu trúc tối ưu nguồn điện là cơ bản nhất nên thường xem bài toán chọn cấu trúc tối ưu là bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện.

Mô hình bài toán qui hoạch nguồn điện bằng phương pháp tuyến tính được diễn giải như sau:

A. Hàm mục tiêu

Xác định công suất $\{X\}$ và $\{U\}$ sao cho:

$$F(X,U) = H_1 + H_2 = \sum_{j=1}^J \sum_{v=v_1}^t \frac{1}{(1+r)^{v-v_0}} (C_{jv} - S_{jv}) X_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=v_1}^t \sum_{d=1}^D \frac{1}{(1+r)^{t-v_0}} F_{jvtd} \cdot U_{jvtd} \cdot \theta_d \rightarrow \min$$

Hàm mục tiêu gồm hai thành phần: vốn đầu tư H_1 và chi phí vận hành H_2 :

Trong biểu thức trên:

- * Chỉ số j : Chỉ số thứ tự của nhà máy (chỉ số thứ nhất theo cách viết).
- * Chỉ số v : Năm đưa nhà máy vào vận hành (chỉ số thứ 2).
- * v_1 : Năm đầu tiên dự kiến đưa nhà máy vào vận hành.
- * Chỉ số t : Chỉ giai đoạn con đang xét trong cả giai đoạn qui hoạch(chỉ số thứ 3).

- * **Chỉ số d:** Chỉ số miễn đồ thị phụ tải (chỉ số thứ 4).
- * **r:** Hệ số chiết khấu.
- * **J:** Tổng số nhà máy điện dự kiến đưa vào khảo sát.
- * **T:** Thời hạn khảo sát.
- * **D:** Số bậc của đồ thị phụ tải đã đẳng trị.
- * X_{jv} : Công suất của nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
- * C_{jv} : Suất vốn đầu tư cho nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
- * S_{jv} : Suất giá trị còn lại cuối thời gian qui hoạch của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v .
- * U_{jtd} : Công suất vận hành thực tế của nhà máy j của tổ máy đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miễn đồ thị phụ tải d .
- * F_{jtd} : Suất chi phí vận hành của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miễn đồ thị phụ tải d .
- * θ_d : Thời gian của miễn đồ thị phụ tải d trong năm.

B. Các ràng buộc

1. Ràng buộc về công suất đặt

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=v_1}^I a_{jv} \cdot X_{jv} \geq P_{td} (1+m)$$

trong đó:

- a_{jv} : hệ số khả dụng của nhà máy j ;
- X_{jv} : công suất đặt nhà máy j đưa vào vận hành năm v ;
- P_{td} : phụ tải cực đại ở thời điểm đưa nhà máy vào hoạt động ;
- m : hệ số dự trữ công suất (thường lấy $m = 0,15$).

2. Ràng buộc về công suất phát thực tế (thỏa mãn nhu cầu phụ tải)

$$\sum_{j=1}^J \sum_{v=v_1}^I U_{jtd} \geq P_{td}$$

$$d=1,2,\dots,D; \quad t=1,2,\dots,T$$

3. Ràng buộc về khả năng phát công suất từng nhà máy

$$0 \leq U_{jtd} \leq a_{jv} \cdot X_{jv}$$

$$j = 1, \dots, J ; v = v_1, \dots, t ; t = 1, \dots, T ; d = 1, \dots, D$$

4. Ràng buộc năng lượng phát của nhà máy thủy điện

$$\sum_{d=1}^D U_{jvd} \theta_d \leq H_{vt}$$

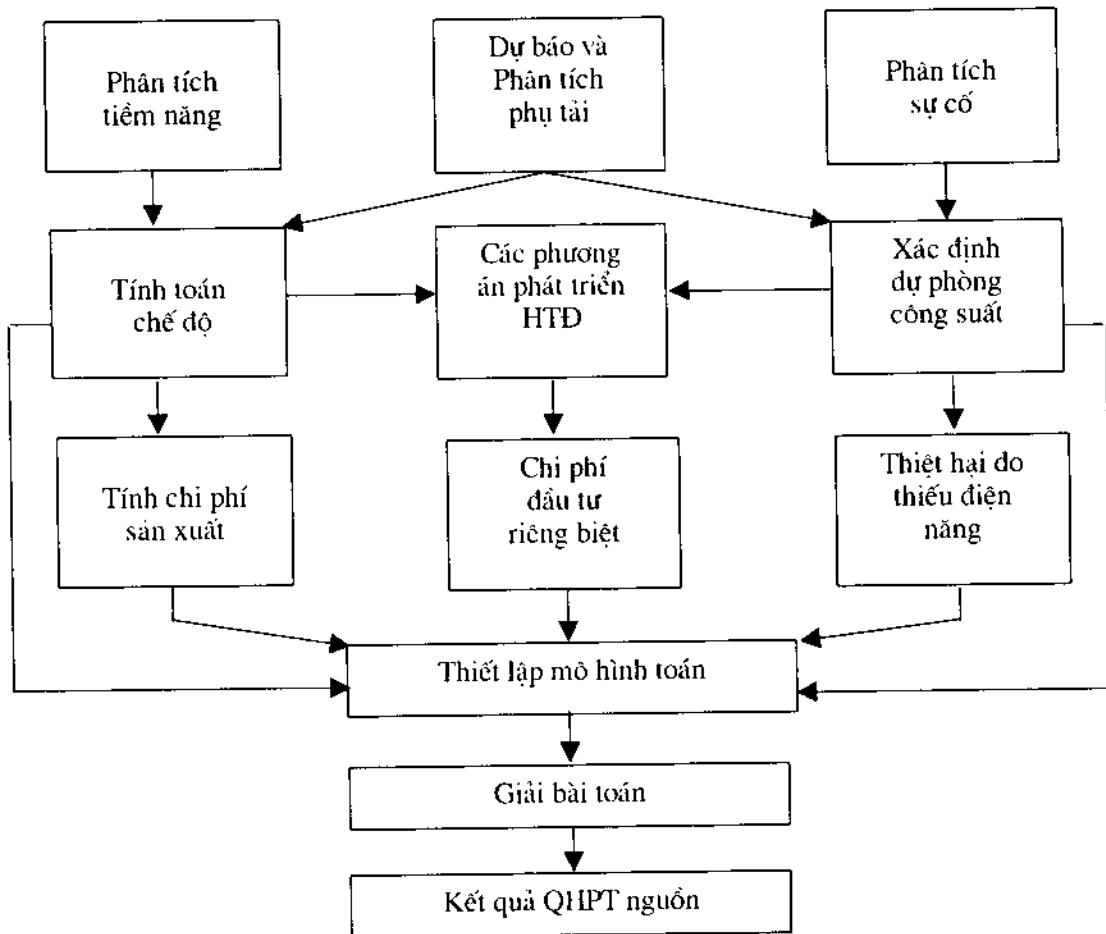
$$v = v_1, \dots, t ; t = 1, \dots, T$$

H_{vt} : Giới hạn đảm bảo năng lượng nước năm thứ v giai đoạn t.

5. Ràng buộc công suất đặt từng nhà máy

$$X_{jv} \leq X_{jvmax}$$

X_{jvmax} : công suất đặt giới hạn của nhà máy j năm v.



Hình 5.21. Bài toán qui hoạch phát triển nguồn điện.

6. Ràng buộc đảm bảo cân bằng năng lượng

$$\sum_{d=1}^D \sum_{v=v_1}^t \left(\sum_{j=1}^{J_1} a_{jv} \cdot X_{jv} \cdot \theta_d + \sum_{j=1}^{J_2} \beta_{jv} \cdot U_{jv,d} \cdot \theta_d \right) \geq \sum_{d=1}^D P_{td} \cdot \theta_d$$

trong đó:

J_1 : số các nhà máy không phải thủy điện;

J_2 : số các nhà máy thủy điện;

β_{jv} : hệ số mùa của nhà máy thủy điện;

$$\beta_{jv} = \frac{\text{Năng lượng năm nước ít trong giai đoạn thống kê}}{\text{Năng lượng năm nước trung bình trong giai đoạn thống kê}}$$

5.5.2.4. Kết luận

Những phân tích trên cho thấy việc tìm tòi những phương pháp thích hợp cho bài toán QHPT nguồn vẫn còn là một nội dung cấp thiết. Phát triển mô hình QHTT là một hướng đi có nhiều triển vọng và hấp dẫn. Hình 5.21 chỉ rõ các mối quan hệ khi giải bài toán qui hoạch phát triển nguồn.

5.5.3. Ví dụ áp dụng mô hình QHTT thuần túy chọn cấu trúc tối ưu trong qui hoạch và phát triển nguồn

Hãy qui hoạch nguồn cho một hệ thống điện có các số liệu như sau:

Bảng 5.2. Số liệu dự báo nhu cầu (đô thị phụ tải đẳng trị)

Miền phụ tải	Thời gian làm việc của miền phụ tải (giờ/năm)	Phụ tải trong giai đoạn đầu tư, MW		
		2005	2010	2015
Phụ tải đỉnh	500	2400	3300	6000
Phụ tải nửa đỉnh	3100	1800	2600	3700
Phụ tải gốc	8760	800	1800	2500

Bảng 5.3. Thông số kinh tế - kỹ thuật các nhà máy

Loại nhà máy	Suất chi phí đầu tư (\$/kW)	Chi phí vận hành (\$/MWh)	Hệ số khả dụng công suất	Công suất đặt cực đại (MW)
Thủy điện 1	1200	1	0,98	800
Nhiệt điện 2	850	15	0,85	1200
Thủy điện 3	1400	1	0,98	2000
Nhiệt điện 4	880	20	0,89	1500
TB khí hỗn hợp 5	650	60	0,90	900
Điện nguyên tử 6	2000	25	0,90	2000

Trường hợp tính chính xác cho biết vốn đầu tư ban đầu của nhà máy thủy điện chiếm 65% vốn đầu tư khi $P_{\text{đt}} = P_{\text{MAX}}$

Bảng 5.4. Giới hạn của năng lượng thủy điện

Năm	Thủy điện 1 (MW.năm)	Thủy điện 3 (MW.năm)
2005	600	1500
2010	550	1500
2015	600	1500

Hệ số mùa $\beta = 0,75$, năm hiện tại là năm 1999.

A. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu gồm 2 thành phần là vốn đầu tư H_1 và chi phí vận hành H_2 nên ta có:

$$\begin{aligned}
 H &= H_1 + H_2 = \\
 &= \sum_{j=1}^J \sum_{v=v_j}^I \frac{1}{(1+r)^{v-v_0}} (C_{jv} - S_{jv}) X_{jv} + \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=v_j}^I \sum_{d=1}^D \frac{1}{(1+r)^{t-v_0}} F_{jvd} \cdot U_{jvd} \cdot \theta_d \rightarrow \min
 \end{aligned}$$

Yêu cầu bài toán là xác định công suất X_{jv} và U_{jvd} sao cho hàm mục tiêu H đạt giá trị min.

Trong biểu thức trên:

- * Chỉ số t : Chỉ giai đoạn con đang xét trong cả giai đoạn qui hoạch (chỉ số thứ 3).
- * Chỉ số d : Chỉ số miễn đồ thị phụ tải (chỉ số thứ 4).
- * r : Hệ số chiết khấu.
- * J : Tổng số nhà máy điện dự kiến đưa vào khảo sát.
- * T : Thời hạn khảo sát.
- * D : Số bậc của đồ thị phụ tải đã đăng trị.
- * X_{jv} : Công suất của nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
- * C_{jv} : Suất vốn đầu tư cho nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
- * S_{jv} : Giá trị còn lại cuối thời gian qui hoạch của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v .
- * U_{jvd} : Công suất vận hành thực tế của nhà máy j của tổ máy đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miễn đồ thị phụ tải d .
 - * F_{jvd} : Suất chi phí vận hành của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miễn đồ thị phụ tải d .
- * θ_d : Thời gian của miễn đồ thị phụ tải d trong năm.
- * Chỉ số j : Chỉ số thứ tự của nhà máy nhận giá trị 1-6 (có 6 nhà máy).
- * Chỉ số v : Năm đưa nhà máy vào vận hành, nhận giá trị: 1999, 2005, 2010, 2015. Để đơn giản kí hiệu ta chỉ lấy 2 chữ số cuối: 99, 05, 10, 15.
 - * v_j : Năm đầu tiên dự kiến đưa nhà máy vào vận hành.
- * Chỉ số t : Chỉ giai đoạn con đang xét trong cả giai đoạn qui hoạch, nhận giá trị 05,10,15.
 - * Chỉ số d : Chỉ số miễn đồ thị phụ tải, nhận giá trị 1, 2, 3 (do đồ thị đăng trị được chia thành 3 bậc).
 - * X_{jv} : Công suất của nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
 - * C_{jv} : Suất vốn đầu tư cho nhà máy j đưa vào vận hành năm v .
 - * S_{jv} : Giá trị còn lại cuối thời gian qui hoạch của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v .
 - * U_{jvd} : Công suất vận hành thực tế của nhà máy j của tổ máy đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t trên miễn đồ thị phụ tải d .
 - * F_{jvd} : Suất chi phí vận hành của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v .

* θ_d : Thời gian của miễn đồ thị phụ tải d trong năm t .

Với bài toán cụ thể là qui hoạch và phát triển nguồn cho 1 hệ thống điện hiện tại (1998) gồm 2 nhà máy thủy điện 1 và nhiệt điện 2 đã, đang hoạt động. Bốn nhà máy chuẩn bị đưa vào là thủy điện 3, nhiệt điện 4, tuabin khí 5, điện nguyên tử 6. Đồ thị phụ tải cho những năm 2005, 2010, 2015 đã được vẽ thành 3 bậc.

Ví dụ: $U_{305,101}$: Công suất vận hành thực tế của nhà máy 3 của phần đưa vào năm 2005, vận hành trong giai đoạn 2010, ở miền 1 của đồ thị phụ tải.

a) Xác định vốn đầu tư H_1 :

$$H_1 = \sum_{j=3}^6 \sum_{v=05}^{15} \frac{1}{(1+r)^{v-v_0}} C_{jv} X_{jv}$$

(Giả thiết $S_{jv} = 0$; do chi phí vốn đầu tư không tính đối với các nhà máy đã có sẵn là 1 và 2 nên $j=3\div 6$)

Thay số vào ta có (có tính đến việc qui đổi giá trị của tiền tệ về hiện tại với hệ số chiết khấu là r , xem chương 6):

$$\begin{aligned} H_1 = & 1400 \cdot 10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{305} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{310} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{315} \right) + \\ & + 880 \cdot 10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{405} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{410} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{415} \right) + \\ & + 650 \cdot 10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{505} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{510} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{515} \right) + \\ & + 2000 \cdot 10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{605} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{610} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{615} \right) \end{aligned}$$

trong đó: X_{305} : công suất nhà máy 3 đưa vào vận hành năm 2005;

X_{310} : công suất nhà máy 3 đưa vào vận hành năm 2010 ;

X_{315} : công suất nhà máy 3 đưa vào vận hành năm 2015.

Tương tự với kí hiệu các nhà máy 4,5,6.

Chi phí vận hành H_2 :

$$H_2 = \sum_{j=1}^6 \sum_{v=99}^{15} \sum_{d=1}^3 \frac{1}{(1+r)^{t-v_0}} F_{jvtd} \cdot U_{jvtd} \cdot \theta_d$$

trong đó: $j=1+6$;

$v=1999,2005,2010,1015$ (viết tắt là 99, 05, 10, 15);

$t= 2005,2010,1015$ (viết tắt là 05, 10, 15);

$d=1+3$.

Dựa vào bảng 2 và đồ thị ta lập được biểu thức:

Nhà máy 1:

$$\begin{aligned} H_{21} = & \frac{1}{(1+r)^6} (500.U_{199051} + 2600.U_{199052} + 5660.U_{199053}) + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{11}} (500.U_{199101} + 2600.U_{199102} + 5660.U_{199103}) + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{16}} (500.U_{199151} + 2600.U_{199152} + 5660.U_{199153}) \end{aligned}$$

2005-1999=6: Thời gian (số năm)qui về hiện tại ở thời điểm năm 2005.

2010-1999=11: Thời gian (số năm)qui về hiện tại ở thời điểm năm 2010.

2015-1999=16: Thời gian (số năm)qui về hiện tại ở thời điểm năm 2015.

Nhà máy 2:

$$\begin{aligned} H_{22} = & \frac{15}{(1+r)^6} (500.U_{299051} + 2600.U_{299052} + 5660.U_{299053}) + \\ & + \frac{15}{(1+r)^{11}} (500.U_{299101} + 2600.U_{299102} + 5660.U_{299103}) + \\ & + \frac{15}{(1+r)^{16}} (500.U_{299151} + 2600.U_{299152} + 5660.U_{299153}) \end{aligned}$$

Nhà máy 3:

$$\begin{aligned} H_{23} = & \frac{1}{(1+r)^6} (500.U_{305051} + 2600.U_{305052} + 5660.U_{305053}) + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{11}} (500.U_{305101} + 2600.U_{305102} + 5660.U_{305103}) + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{16}} (500.U_{305151} + 2600.U_{305152} + 5660.U_{305153}) + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{11}} (500.U_{310101} + 2600.U_{310102} + 5660.U_{310103}) + \end{aligned}$$

$$+ \frac{1}{(1+r)^6} (500.U_{310151} + 2600.U_{310152} + 5660.U_{310153})$$

$$+ \frac{1}{(1+r)^6} (500.U_{315151} + 2600.U_{315152} + 5660.U_{315153})$$

Nhà máy 4:

$$H_{24} = \frac{20}{(1+r)^6} (500.U_{405051} + 2600.U_{405052} + 5660.U_{405053}) +$$

$$+ \frac{20}{(1+r)^{11}} (500.U_{405101} + 2600.U_{405102} + 5660.U_{405103}) +$$

$$+ \frac{20}{(1+r)^6} (500.U_{405151} + 2600.U_{405152} + 5660.U_{405153}) +$$

$$+ \frac{20}{(1+r)^{11}} (500.U_{410101} + 2600.U_{410102} + 5660.U_{410103}) +$$

$$+ \frac{20}{(1+r)^6} (500.U_{410151} + 2600.U_{410152} + 5660.U_{410153}) +$$

$$+ \frac{20}{(1+r)^6} (500.U_{415151} + 2600.U_{415152} + 5660.U_{415153})$$

Nhà máy 5:

$$H_{25} = \frac{60}{(1+r)^6} (500.U_{505051} + 2600.U_{505052} + 5660.U_{505053})$$

$$+ \frac{60}{(1+r)^{11}} (500.U_{505101} + 2600.U_{505102} + 5660.U_{505103}) +$$

$$+ \frac{60}{(1+r)^6} (500.U_{505151} + 2600.U_{505152} + 5660.U_{505153}) +$$

$$+ \frac{60}{(1+r)^{11}} (500.U_{505151} + 2600.U_{505152} + 5660.U_{505153}) +$$

$$+ \frac{60}{(1+r)^6} (500.U_{505151} + 2600.U_{505152} + 5660.U_{505153}) +$$

$$+ \frac{60}{(1+r)^6} (500.U_{505151} + 2600.U_{505152} + 5660.U_{505153}) +$$

Nhà máy 6:

$$\begin{aligned}
 H_{26} &= \frac{25}{(1+r)^6} (500.U_{605051} + 2600.U_{605052} + 5660.U_{605053}) + \\
 &+ \frac{25}{(1+r)^{11}} (500.U_{605101} + 2600.U_{605102} + 5660.U_{605103}) + \\
 &+ \frac{25}{(1+r)^{16}} (500.U_{605101} + 2600.U_{605102} + 5660.U_{605103}) + \\
 &+ \frac{25}{(1+r)^{11}} (500.U_{605101} + 2600.U_{605102} + 5660.U_{605103}) + \\
 &+ \frac{25}{(1+r)^{16}} (500.U_{605101} + 2600.U_{605102} + 5660.U_{605103}) + \\
 &+ \frac{25}{(1+r)^6} (500.U_{605101} + 2600.U_{605102} + 5660.U_{605103}) \\
 \bullet H_2 &= \sum_{j=1}^6 H_{2j} = H_{21} + H_{22} + H_{23} + H_{24} + H_{25} + H_{26}
 \end{aligned}$$

Tóm lại hàm mục tiêu sẽ có dạng:

$$f(X,U) = H = H_1 + H_2 \rightarrow \min$$

B. Các ràng buộc

1. Ràng buộc về công suất đặt

$$\sum_{j=1}^l \sum_{v=v_1}^l a_{jv} \cdot X_{jv} \geq P_{td} (1+m)$$

trong đó:

a_{jv} : hệ số khả dụng của nhà máy j ;

X_{jv} : công suất đặt nhà máy j đưa vào vận hành năm v ;

Q_{td} : phụ tải cực đại ở thời điểm đưa nhà máy vào hoạt động ;

m : hệ số dự trữ ($m = 0,15$).

Năm 2005

$$0,98X_{305} + 0,89X_{405} + 0,9X_{505} + 0,9X_{605} \geq 1,15 \cdot 2400 - (0,98 \cdot 800 + 0,85 \cdot 1200) = 956$$

Năm 2010

$$0,98(X_{305} + X_{310}) + 0,89(X_{405} + X_{410}) + 0,9(X_{505} + X_{510}) + 0,9(X_{605} + X_{610}) \geq$$

$$1,15.3300 - (0,98.800 + 0,85.1200) = 1991$$

Năm 2015

$$0,98(X_{305} + X_{310} + X_{315}) + 0,89(X_{405} + X_{410} + X_{415}) + 0,9(X_{505} + X_{510} + X_{515}) + \\ + 0,9(X_{605} + X_{610} + X_{615}) \geq 1,15.6000 - (0,98.800 - 0,85.1200) = 5096$$

2. Ràng buộc về thoả mãn nhu cầu phụ tải

$$\sum_{j=1}^i \sum_{v=v_1}^l U_{jvtd} \geq P_{td}$$

P_{td} : Thành phần phụ tải đưa vào năm t miễn phụ tải d.

Năm 2005

$$U_{199051} + U_{299051} + U_{305051} + U_{405051} + U_{505051} + U_{605051} \geq P_{051} = 2400$$

$$U_{199052} + U_{299052} + U_{305052} + U_{405052} + U_{505052} + U_{605052} \geq P_{052} = 1800$$

$$U_{199053} + U_{299053} + U_{305053} + U_{405053} + U_{505053} + U_{605053} \geq P_{053} = 800$$

Năm 2010

$$U_{199101} + U_{299101} + U_{305101} + U_{310101} + U_{405101} + U_{410101} + U_{505101} + \\ + U_{510101} + U_{605101} + U_{610101} \geq P_{101} = 3300$$

$$U_{199102} + U_{299102} + U_{305102} + U_{310102} + U_{405102} + U_{410102} + U_{505102} + \\ + U_{510102} + U_{605102} + U_{610102} \geq P_{102} = 2600$$

$$U_{199103} + U_{299103} + U_{305103} + U_{310103} + U_{405103} + U_{410103} + U_{505103} + \\ + U_{510103} + U_{605103} + U_{610103} \geq P_{103} = 1800$$

Năm 2015

$$U_{199151} + U_{299151} + U_{305151} + U_{310151} + U_{315151} + U_{405151} + U_{410151} + \\ + U_{415151} + U_{505151} + U_{510151} + U_{515151} + U_{605151} + U_{610151} + U_{615151} \geq P_{151} = 6000$$

$$U_{199152} + U_{299152} + U_{305152} + U_{310152} + U_{315152} + U_{405152} + U_{410152} + U_{415152} + U_{505152} + \\ + U_{510152} + U_{515152} + U_{605152} + U_{610152} + U_{615152} \geq P_{152} = 3700$$

$$U_{199153} + U_{299153} + U_{305153} + U_{310153} + U_{315153} + U_{405153} + U_{410153} + U_{415153} + U_{505153} + \\ + U_{510153} + U_{515153} + U_{605153} + U_{610153} + U_{615153} \geq P_{153} = 2500$$

3. Ràng buộc công suất đặt từng nhà máy

$$X_{jvmax} \geq X_{jv}$$

X_{jvmax} : Công suất đặt giới hạn của từng nhà máy.

Nhà máy thủy điện 1: $X_{105} + X_{110} + X_{115} \leq X_{1\max} = 800$
 Nhà máy nhiệt điện 2: $X_{205} + X_{210} + X_{215} \leq X_{2\max} = 1200$
 Nhà máy thủy điện 3: $X_{305} + X_{310} + X_{315} \leq X_{3\max} = 2000$
 Nhà máy nhiệt điện 4: $X_{405} + X_{410} + X_{415} \leq X_{4\max} = 1500$
 Nhà máy điện TB khí hỗn hợp: $X_{505} + X_{510} + X_{515} \leq X_{5\max} = 900$
 Nhà máy điện nguyên tử: $X_{605} + X_{610} + X_{615} \leq X_{6\max} = 2000$

4. Ràng buộc về giới hạn công suất từng nhà máy

$$a_{jvd} \cdot X_{jv} \geq U_{jvd} \geq 0$$

$$j = 1 \dots 6$$

$$v = 1999 ; 2005 ; 2010 ; 2015$$

$$t = 2005 ; 2010 ; 2015$$

$$d = 1, 2, 3$$

a. Giai đoạn 1999	
<p>* Nhà máy thủy điện 1: $X_{jt} = 800$ MW</p> <p>Năm 2005</p> <p>$0 \leq U_{199051} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199052} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199053} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>Năm 2010</p> <p>$0 \leq U_{199101} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199102} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199103} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>Năm 2015</p> <p>$0 \leq U_{199151} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199152} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p> <p>$0 \leq U_{199153} \leq 0,98 \cdot X_{199} = 0,98 \cdot 800 = 784$</p>	<p>* Nhà máy nhiệt điện 2: $X_{jt} = 1200$ MW</p> <p>Năm 2005</p> <p>$0 \leq U_{299051} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299052} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299053} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>Năm 2010</p> <p>$0 \leq U_{299101} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299102} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299103} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>Năm 2015</p> <p>$0 \leq U_{299151} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299152} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p> <p>$0 \leq U_{299153} \leq 0,85 \cdot X_{299} = 0,85 \cdot 1200 = 1020$</p>

b. Giai đoạn 2005

** Nhà máy thủy điện 3:*

Năm 2005

$$0 \leq U_{305051} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305052} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305053} \leq 0,98.X_{305}$$

Năm 2010

$$0 \leq U_{305101} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305102} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305103} \leq 0,98.X_{305}$$

Năm 2015

$$0 \leq U_{305151} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305152} \leq 0,98.X_{305}$$

$$0 \leq U_{305153} \leq 0,98.X_{305}$$

** Nhà máy nhiệt điện 4:*

Năm 2005

$$0 \leq U_{405051} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405052} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405053} \leq 0,89.X_{405}$$

Năm 2010

$$0 \leq U_{405101} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405102} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405103} \leq 0,89.X_{405}$$

Năm 2015

$$0 \leq U_{405151} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405152} \leq 0,89.X_{405}$$

$$0 \leq U_{405153} \leq 0,89.X_{405}$$

** Nhà máy tuabin khí hỗn hợp 5*

Năm 2005

$$0 \leq U_{505051} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505052} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505053} \leq 0,9.X_{505}$$

Năm 2010

$$0 \leq U_{505101} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505102} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505103} \leq 0,9.X_{505}$$

Năm 2015

$$0 \leq U_{505151} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505152} \leq 0,9.X_{505}$$

$$0 \leq U_{505153} \leq 0,9.X_{505}$$

** Nhà máy điện nguyên tử 6:*

Năm 2005

$$0 \leq U_{605051} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605052} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605053} \leq 0,9.X_{605}$$

Năm 2010

$$0 \leq U_{605101} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605102} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605103} \leq 0,9.X_{605}$$

Năm 2015

$$0 \leq U_{605151} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605152} \leq 0,9.X_{605}$$

$$0 \leq U_{605153} \leq 0,9.X_{605}$$

c. Giai đoạn 2010	
<p><i>* Nhà máy thủy điện 3:</i></p> <p>Năm 2010</p> $0 \leq U_{310101} \leq 0,98.X_{310}$ $0 \leq U_{310102} \leq 0,98.X_{310}$ $0 \leq U_{310103} \leq 0,98.X_{310}$ <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{310151} \leq 0,98.X_{310}$ $0 \leq U_{310152} \leq 0,98.X_{310}$ $0 \leq U_{310153} \leq 0,98.X_{310}$ <p><i>* Nhà máy nhiệt điện 4:</i></p> <p>Năm 2010</p> $0 \leq U_{410101} \leq 0,89.X_{410}$ $0 \leq U_{410102} \leq 0,89.X_{410}$ $0 \leq U_{410103} \leq 0,89.X_{410}$ <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{410151} \leq 0,89.X_{410}$ $0 \leq U_{410152} \leq 0,89.X_{410}$ $0 \leq U_{410153} \leq 0,89.X_{410}$	<p><i>* Nhà máy tua bin khí hỗn hợp 5:</i></p> <p>Năm 2010</p> $0 \leq U_{510101} \leq 0,9.X_{510}$ $0 \leq U_{510102} \leq 0,9.X_{510}$ $0 \leq U_{510103} \leq 0,9.X_{510}$ <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{510151} \leq 0,9.X_{510}$ $0 \leq U_{510152} \leq 0,9.X_{510}$ $0 \leq U_{510153} \leq 0,9.X_{510}$ <p><i>* Nhà máy điện nguyên tử 6:</i></p> <p>Năm 2010</p> $0 \leq U_{610101} \leq 0,9.X_{610}$ $0 \leq U_{610102} \leq 0,9.X_{610}$ $0 \leq U_{610103} \leq 0,9.X_{610}$ <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{610151} \leq 0,9.X_{610}$ $0 \leq U_{610152} \leq 0,9.X_{610}$ $0 \leq U_{610153} \leq 0,9.X_{610}$
d. Giai đoạn 2015	
<p><i>* Nhà máy thủy điện 3:</i></p> <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{315151} \leq 0,98.X_{315}$ $0 \leq U_{315152} \leq 0,98.X_{315}$ $0 \leq U_{315153} \leq 0,98.X_{315}$ <p><i>* Nhà máy nhiệt điện 4:</i></p> <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{415151} \leq 0,89.X_{415}$ $0 \leq U_{415152} \leq 0,89.X_{415}$ $0 \leq U_{415153} \leq 0,89.X_{415}$	<p><i>* Nhà máy tuabin khí hỗn hợp 5:</i></p> <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{515151} \leq 0,9.X_{515}$ $0 \leq U_{515152} \leq 0,9.X_{515}$ $0 \leq U_{515153} \leq 0,9.X_{515}$ <p><i>* Nhà máy điện nguyên tử 6:</i></p> <p>Năm 2015</p> $0 \leq U_{615151} \leq 0,9.X_{615}$ $0 \leq U_{615152} \leq 0,9.X_{615}$ $0 \leq U_{615153} \leq 0,9.X_{615}$

5. Ràng buộc năng lượng phát của nhà máy thủy điện

* Có hai nhà máy thủy điện 1 và 3:

$$\sum_{\substack{d=1 \\ d=1,3}} U_{jvtd} \cdot \theta_d \leq H_{vt}$$

H_{vt} : Ràng buộc thủy điện năm thứ: t lấy ở bảng 3.

a. Nhà máy thủy điện 1:

$$500.U_{199051} + 2600.U_{199052} + 5660.U_{199053} \leq 600.8760 = 5256000$$

$$500.U_{199101} + 2600.U_{199102} + 5660.U_{199103} \leq 550.8760 = 4818000$$

$$500.U_{199151} + 2600.U_{199152} + 5660.U_{199153} \leq 600.8760 = 5256000$$

b. Nhà máy thủy điện 3:

$$500.U_{399051} + 2600.U_{399052} + 5660.U_{399053} \leq 1500.8760 = 13140000$$

$$500.U_{399101} + 2600.U_{399102} + 5660.U_{399103} \leq 1500.8760 = 13140000$$

$$500.U_{399151} + 2600.U_{399152} + 5660.U_{399153} \leq 1500.8760 = 13140000$$

6. Ràng buộc đảm bảo nhu cầu điện năng

$$\sum_{d=1}^D \sum_{v=v_1}^t \left(\sum_{j_1=1}^{J_1} A_{j_1v} X_{j_1v} \cdot \theta_d + \sum_{j_2=1}^{J_2} \beta_{j_2v} U_{j_2vtd} \cdot \theta_d \right) \geq \sum_{d=1}^D Q_{td} \cdot \theta_d$$

trong đó:

$J_1 = 2; 4; 5; 6$ (chỉ số các nhà máy không phải thủy điện);

$J_2 = 1; 3$ (chỉ số các nhà máy thủy điện);

β_{j_2v} : hệ số mùa của nhà máy thủy điện ;

θ_d : thời gian ứng với miền phụ tải: d (giờ);

Thời gian sử dụng công suất max: $T_{max} = 6000$ giờ.

Năm 2005

$$\begin{aligned} & 6000.(0,89.X_{405} + 0,9.X_{505} + 0,9.X_{605}) + 0,75.500(U_{199051} + U_{305051}) + \\ & + 0,75.2600.(U_{199052} + U_{305052}) + 0,75.5660(U_{199053} + U_{305053}) \geq \\ & \geq 500.2400 + 2600.1800 + 5560.800 - 6000.0,85.1200 = 428800 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Năm 2010

$$\begin{aligned} & 6000.[0,89.(X_{405} + X_{410}) + 0,9.(X_{505} + X_{510}) + 0,9.(X_{605} + X_{610})] + \\ & + 0,75.500(U_{199103} + U_{305101} + U_{310101}) + 0,75.2600(U_{199102} + U_{305102} + U_{310102}) + \end{aligned}$$

$$+ 0,75.5660(U_{199103} + U_{305103} + U_{310103}) \geq$$

$$\geq 500.3300+2600.2600+5560.1800-6000.0,85.1200=12478000 \text{ MWh}$$

Năm 2015

$$6000.[0,89.(X_{3,05} + X_{4,10} + X_{4,15}) + 0,9.(X_{5,05} + X_{5,10} + X_{5,15}) + 0,9.(X_{6,05} + X_{6,10} + X_{6,15})] +$$

$$+ 0,75.500(U_{199151} + U_{305151} + U_{310151} + U_{315151}) +$$

$$+ 0,75.2600(U_{199152} + U_{305152} + U_{310152} + U_{315152}) +$$

$$+ 0,75.5660(U_{199153} + U_{305153} + U_{310153} + U_{315153}) \geq$$

$$\geq 500.6000+2600.3700+5560.2500-6000.0,85.1200=20650000 \text{ MWh}$$

C. Kết quả bài toán QHPT nguồn điện

Dùng mô hình QHTT thuần túy, đưa các số liệu trên vào ta có kết quả như bảng 5.5.

Bảng 5.5.

Nhà máy	Công suất đưa vào năm 2005 (MW)	Công suất đưa vào năm 2010 (MW)	Công suất đưa vào năm 2015 (MW)	$\Sigma P_{đạt}$ (MW)	$P_{giới\ hạn}$ (MW)
Thủy điện 3	$X_{3,05} = 0$	$X_{3,10} = 0$	$X_{3,15} = 2000$	2000	2000
Nhiệt điện 4	$X_{4,05} = 164$	$X_{4,10} = 1163$	$X_{4,15} = 173$	1500	1500
Tuabin khí 5	$X_{5,05} = 900$	$X_{5,10} = 0$	$X_{5,15} = 0$	900	900
Điện nguyên tử 6	$X_{6,05} = 0$	$X_{6,10} = 0$	$X_{6,15} = 1100$	1100	2000

Giá trị hàm mục tiêu:

$$Z_{\min} = 304681 * X_{3,15} + 496737 * X_{4,05} + 308435 * X_{4,10} + 191514 * X_{4,15} + 366908 * X_{5,05} + 435258 * X_{6,15}$$

$$= 304681 * 2000 + 496737 * 164 + 308435 * 1163 + 191514 * 173 + 366908 * 900 + 435258 * 1101 =$$

$$= 2000830591 (\$)$$

D. Nhận xét kết quả

Nhà máy điện tuabin khí: Có chi phí vốn đầu tư thấp, thời gian xây dựng nhanh đạt hiệu quả kinh tế cao, lời giải cho thấy nên xây dựng với công suất max 900MW đưa vào ngay năm 2005.

Nhà máy nhiệt điện 4: Có chi phí vốn đầu tư vừa phải và chi phí vận hành vừa phải, lời giải cho thấy nên xây dựng với công suất tối đa và đưa vào ở các năm:

$$\text{Năm} \left\{ \begin{array}{l} 2005: 164 \text{ MW} \\ 2010: 1163 \text{ MW} \end{array} \right.$$

Nhà máy thủy điện 3: Mặc dù có chi phí vận hành rất nhỏ nhưng chi phí vốn đầu tư quá lớn nên đưa vào ở giai đoạn cuối năm 2015 với công suất max:2000 MW.

Nhà máy điện nguyên tử: Có chi phí vốn đầu tư quá lớn và chi phí vận hành không nhỏ, vấn đề an toàn đang còn gây nhiều tranh cãi trên thế giới và ảnh hưởng xấu đến môi trường nên nó chỉ đưa vào với công suất hạn chế và đưa vào ở giai đoạn cuối năm 2015 với công suất hạn chế: 1100 MW.

5.5.4. Giải bài toán qui hoạch nguồn điện bằng phương pháp qui hoạch nguyên hỗn hợp

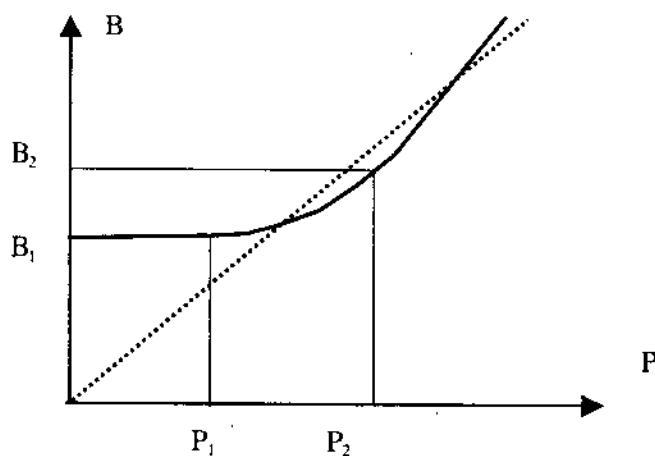
1. Đặt vấn đề

Việc áp dụng trực tiếp phương pháp qui hoạch tuyến tính để giải bài toán qui hoạch nguồn còn bị nhiều hạn chế. Chẳng hạn đối với HTĐ có nhiều nhà máy thủy điện mới đưa vào so sánh, nếu sử dụng mô hình tuyến tính thông thường có thể mắc sai số lớn, bởi vì khi đó ta đã phải chấp nhận trong hàm mục tiêu có vốn đầu tư tỉ lệ với công suất. Điều đó là không thể chấp nhận được, đặc biệt đối với hệ thống điện mà nhà máy thủy điện chiếm ưu thế. Nếu dùng mô hình qui hoạch tuyến tính thuần túy thì khi công suất đặt nhận được ở lời giải là nhỏ (so với công suất tổng có thể khai thác được) sẽ dẫn đến sai số lớn (hình 5-7). Với mô hình qui hoạch tuyến tính thì đường đặc tuyến sẽ là đường thẳng đi qua gốc tọa độ (đường nét đứt).

Như vậy để nhận được công suất nhỏ thì chi phí vốn đầu tư (V_0) vẫn phải khá lớn (do phần vốn đầu tư cố định ban đầu V_0 cho các công trình như đập, hồ chứa, trạm phân phối, đường dây, nhà hành chính.v...)so với trị số tính toán (V_1). Đường đặc tuyến gắn với thực tế hơn là đường thẳng cắt trục tung ở điểm V_0 . Nếu gọi đường đặc tuyến đó là đường $V_1(P)$ thì mặc dù $V_1(P)$ có dạng đường thẳng nhưng nó không phải là quan hệ tuyến tính vì nó bị gián đoạn tại điểm $(0, V_0)$. Thật vậy khi $P=0$ thì $V_1(P)$ phải bằng 0. Trong lúc đó $V_1(0)=V_0$ tức là phải biểu diễn quan hệ $V_1(P)$ dưới dạng phi tuyến như sau:

$$V_1 = \begin{cases} V_0 + K.P & \text{khi } P > 0 \\ 0 & \text{khi } P < 0 \end{cases}$$

Mặt khác, đối với nhà máy nhiệt điện, quan hệ giữa lượng tiêu hao nhiên liệu B với công suất P cũng mang tính phi tuyến rõ rệt. Thật vậy, công suất phát càng lớn thì suất tiêu hao nhiên liệu lại càng bé. Nếu có kể cả tổn hao mở máy thì quan hệ B(P) sẽ có dạng đường cong như trên hình 5.22.



Hình 5.22.

Ta có thể sử dụng mô hình qui hoạch nguyên hỗn hợp để tuyến tính hoá các quan hệ phi tuyến trên.

2. Nội dung phương pháp qui hoạch nguyên hỗn hợp

Nếu bài toán qui hoạch có hàm mục tiêu dưới dạng sau:

$$f(X) = \sum_{j=1}^n K'_{0j} + C_j X_j \rightarrow \min$$

thì bài toán đó sẽ không giải được bằng các thuật toán qui hoạch tuyến tính thuần túy vì trong hàm mục tiêu xuất hiện các hằng số K'_{0j} mà mô hình tuyến tính không mô tả được. Để giải bài toán trên ta có thể áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp. Trước hết ta đưa vào mô hình bài toán n biến nhị phân $y_j, j=1 \div n$ để biểu diễn quyết định có hoặc không tiến hành hoạt động j tương ứng. Khi đó hàm mục tiêu sẽ có dạng:

$$f(X) = \sum_{j=1}^n (K_j y_j + C_j x_j) \rightarrow \min \quad (5-13)$$

trong đó: $y_j = 1$ nếu như $x_j > 0$;

$y_j = 0$ nếu như $x_j = 0$.

Với cách biểu diễn như vậy, y_j có thể xem như một quyết định lựa chọn (có hoặc không) và bài toán trở thành bài toán qui hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp (bao gồm cả các biến nguyên và các biến thực).

Để áp dụng các thuật toán của qui hoạch nguyên hỗn hợp cần thực hiện một vài biến đổi.

Giả thiết x_j hữu hạn, ta có thể đưa thêm vào bài toán một loạt các ràng buộc dạng:

$$x_j \leq M \cdot y_j$$

Trong đó M là một số đủ lớn (lớn hơn mọi giá trị cho trước bất kì). Các ràng buộc này tương đương với các điều kiện ở trên. Thật vậy, các ràng buộc đảm bảo $y_j = 1$ khi $x_j > 0$. Chỉ còn phải xét khi $x_j = 0$ thì y_j có thể bằng 0 hoặc bằng 1. Tuy nhiên với hàm mục tiêu tìm cực tiểu thì điều kiện $y_j = 0$ khi $x_j = 0$ là đương nhiên, đó là vì khi $x_j = 0$ hàm mục tiêu khi $y_j = 0$ sẽ có giá trị nhỏ hơn khi $y_j = 1$.

Từ đó bài toán qui hoạch khi có xét đến vốn đầu tư ban đầu lớn được đưa về bài toán qui hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp chuẩn có dạng như sau:

Xác định tập X sao cho:

$$f(X) = \sum_{j=1}^n (K_j y_j + C_j x_j) \rightarrow \min$$

Thoả mãn các ràng buộc:

$$x_j - M \cdot y_j \leq 0$$

$$0 \leq y_j \leq 1$$

$$y_j \text{ là nguyên, } j=1 \div n$$

Và các ràng buộc tuyến tính khác.

Hiện nay có thể sử dụng nhiều chương trình mẫu để giải bài toán trên.

3. Giải bài toán qui hoạch phát triển nguồn ở ví dụ trên bằng mô hình qui hoạch nguyên hỗn hợp

Để tiện so sánh, ta vẫn xét bài toán đã xét trong mục sử dụng mô hình qui hoạch tuyến tính thuần túy ở trên. Chỉ khác là ta giả sử vốn đầu tư ban đầu của nhà máy thủy điện chiếm 65% tổng vốn đầu tư của nhà máy (tức là đặc tuyến $V(P)$ đi qua điểm $V_{(1)}(0; 0,65V_{\max})$). Do đó hàm phi tuyến $V(P)$ của nhà máy thủy điện sẽ được mô tả như sau:

$$V = \begin{cases} 0,65.V_{\max} + \frac{(V_{\max} - 0,65.V_{\max})}{P_{\max}} & \text{ khi } P \neq 0 \\ 0 & \text{ khi } P = 0 \end{cases}$$

Việc lập hàm mục tiêu và các ràng buộc của bài toán này tương tự như khi dùng mô hình qui hoạch tuyến tính ngoại trừ những thay đổi trong hàm mục tiêu và trong các ràng buộc đối với nhà máy thủy điện 3. Cụ thể bài toán có thể biểu diễn như sau:

a. **Hàm mục tiêu:** $H = H_1 + H_2 \rightarrow \min$

+ *Vốn đầu tư:*
$$H_1 = \sum_{j=3}^6 \sum_{v=05}^{15} \frac{1}{(1+r)^{v-v_0}} C_{jv} X_{jv}$$

Thay số vào ta có:

$$\begin{aligned} H_1 = & 0,65.V_{\max} \cdot [y] + \frac{1}{(1+r)^6} \frac{V_{\max} - 0,65V_{\max}}{P_{\max}} X_{305} + \\ & + \frac{1}{(1+r)^{11}} \frac{V_{\max} - 0,65V_{\max}}{P_{\max}} X_{310} + \frac{1}{(1+r)^{16}} \frac{V_{\max} - 0,65V_{\max}}{P_{\max}} X_{315} () + \\ & + 880.10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{405} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{410} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{415} \right) + \\ & + 650.10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{505} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{510} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{515} \right) + \\ & + 2000.10^3 \left(\frac{1}{(1+r)^6} X_{605} + \frac{1}{(1+r)^{11}} X_{610} + \frac{1}{(1+r)^{16}} X_{615} \right) \end{aligned}$$

trong đó:

$$H_2 = \sum_{j=1}^6 \sum_{v=99}^{15} \sum_{t=05}^{15} \sum_{d=1}^3 \frac{1}{(1+r)^{t-v_0}} F_{jvtd} \cdot U_{jvtd} \cdot \theta_d$$

$$V_{\max} = C_j \cdot P_{\max} = 1400 \cdot 2000 = 2800000 \text{ \$};$$

y là biến nguyên nhận giá trị $\{0,1\}$.

+ *Chi phí vận hành:*

Chi phí vận hành không có gì thay đổi so với trường hợp áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính.

b. Các ràng buộc:

Các ràng buộc được thành lập lại như bài toán áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính.

Bổ sung thêm các ràng buộc sau:

Ràng buộc [0,1] của biến nguyên: $y \leq 1$

Ràng buộc tuyến tính hoá: $X_{305} + X_{310} + X_{315} - M.y \leq 0$, trong đó $M > P_{\max} = 2000$

c. Kết quả bài toán qui hoạch và phát triển nguồn dùng mô hình qui hoạch nguyên hỗn hợp

Ta có kết quả của bài toán trên như bảng 5-6.

Bảng 5-6.

Nhà máy	Công suất đưa vào năm 2005 (MW)	Công suất đưa vào năm 2010 (MW)	Công suất đưa vào năm 2015 (MW)	$\Sigma P_{\text{đai}}$ (MW)	$P_{\text{giới hạn}}$ (MW)
Thủy điện 3	$X_{305} = 975$	$X_{310} = 1025$	$X_{315} = 0$	2000	2000
Nhiệt điện 4	$X_{405} = 0$	$X_{410} = 0$	$X_{415} = 1500$	1500	1500
Tuabin khí	$X_{505} = 0$	$X_{510} = 35$	$X_{515} = 865$	900	900
Điện nguyên tử	$X_{605} = 0$	$X_{610} = 0$	$X_{615} = 1100$	1100	2000

Giá trị hàm mục tiêu:

$$\begin{aligned} Z_{\min} &= 1820000 + 276592.X_{305} + 171742.X_{310} + 191513.X_{315} + \\ &\quad + 227821.X_{510} + 141458.X_{515} + 435258.X_{615} = \\ &= 1820000 + 276592.975 + 171742.1025 + 191513.1500 + 227821.35 + \\ &\quad + 141458.865 + 435258.1100 = 3200253464 \$ \end{aligned}$$

Nhận xét kết quả:

Kết quả này có những điểm khác so với kết quả khi áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính thông thường như sau:

- Nhà máy thủy điện 3 đưa công suất vào năm 2005 là 975 MW và vào năm 2010 là 1025 MW
- Nhà máy tuabin khí đưa công suất vào năm 2010 là 35 MW và vào năm 2015 là 865 MW

Trong lời giải nhận được khi áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp ta có những nhận xét sau:

- Sớm đưa công suất của thủy điện vào. Điều đó là hợp lí vì khi xác định vốn đầu tư ban đầu của thủy điện chiếm tới 65% toàn bộ vốn đầu tư xây dựng thủy điện thì phải sớm đưa thủy điện vào hoạt động để “tận dụng” chi phí vận hành rẻ của thủy điện.
- Các nhà máy nhiệt điện và tuabin khí sẽ được đưa vào vận hành chậm hơn vì chi phí vận hành đắt hơn.
- Nhà máy điện nguyên tử vẫn chỉ được đưa vào như một giải pháp tình thế do thiếu công suất.
- Vốn đầu tư trong trường hợp áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp là 3200253464 \$ lớn hơn so với việc áp dụng mô hình qui hoạch tuyến tính thuần túy (2000830591 \$). Sai số đó là do trong mô hình qui hoạch tuyến tính thuần nhất ta đã coi quan hệ giữa vốn đầu tư và công suất là đã đi qua gốc toạ độ. Trên thực tế điều này không thể xảy ra.

Chương 6

QUI HOẠCH LƯỚI ĐIỆN

§6.1.KHÁI NIỆM CHUNG

Để có thể truyền tải điện năng từ nhà máy điện đến các hộ tiêu thụ và phân phối điện năng cho chúng cần thiết phải có lưới truyền tải và lưới phân phối. Người ta gọi *lưới truyền tải* là lưới điện có cấp điện áp danh định từ 220kV trở lên còn *lưới phân phối* là lưới điện từ 110 kV trở xuống.

Các nhà máy điện thường đặt ở xa các trung tâm phụ tải. Đó là vì nhiều lí do: Đối với nhà máy nhiệt điện thì đó là do nhà máy phải đặt gần nguồn nhiên liệu vì vận tải điện năng rẻ và thuận tiện hơn nhiều so với vận tải nhiên liệu; nhà máy còn phải đặt gần nguồn nước làm mát và xa các khu dân cư để tránh các tác hại của việc gây ô nhiễm môi trường v.v... Ví dụ ở nước ta, Nhà máy Nhiệt điện Phả Lại và Nhà máy Nhiệt điện Uông Bí nằm gần vùng than Đông Bắc nhưng lại rất xa các trung tâm phụ tải. Còn đối với nhà máy thủy điện thì đó là do nhà máy bắt buộc phải đặt ở những nơi mà điều kiện địa lí cho phép như có nguồn nước dồi dào, có độ dốc lớn, có thể ngăn đập để tạo ra hồ chứa ở phía thượng lưu v.v...mà những nơi đó thường ở rất xa các khu công nghiệp và dân cư. Ví dụ các Nhà máy Thủy điện Hoà Bình, Thác Bà, Yaly, Trị An, Đa Nhim...và đặc biệt là Nhà máy Thủy điện Sơn La lớn nhất nước ta sắp được xây dựng đều nằm rất xa các trung tâm phụ tải. Nhà máy điện tuabin khí phải đặt ở những nơi thuận tiện cho việc cấp khí còn nhà máy điện nguyên tử thì phải đặt xa các khu dân cư cũng như các khu công nghiệp vì lí do an toàn. Muốn xác định vị trí tối ưu của các nhà máy điện cần phải giải bài toán kinh tế kĩ thuật rất phức tạp.

Qui hoạch lưới điện là một phần quan trọng của qui hoạch hệ thống năng lượng. Nhiệm vụ của nó là xác định một cấu hình tối ưu theo sự tăng trưởng của phụ tải và một sơ đồ qui hoạch nguồn đối với thời gian qui hoạch ứng với yêu cầu phân phối điện năng một cách an toàn và kinh tế.

Qui hoạch lưới điện có quan hệ chặt chẽ với qui hoạch nguồn điện. Nó dựa trên cơ sở một sơ đồ qui hoạch nguồn nhưng lại có ảnh hưởng trở lại tới một vài sự mở rộng của qui hoạch nguồn điện. Như đã biết, qui hoạch nguồn điện không duy trì hoặc chỉ duy trì một chút ảnh hưởng của phân bố địa lí và giá thành chuyên tải. Qui hoạch lưới điện có thể sử dụng để chỉnh lại sơ đồ qui hoạch nguồn điện ban đầu. Vì vậy qui hoạch nguồn điện và qui hoạch lưới điện sẽ được xây dựng trên cơ sở phân tích và phối hợp để tối ưu hoá toàn bộ qui hoạch hệ thống năng lượng.

Sau khi có sơ đồ địa lí vị trí các nhà máy điện và các trung tâm phụ tải, ta phải tiến hành việc qui hoạch phát triển lưới điện với nhiều cấp điện áp khác nhau để truyền tải và phân phối điện năng từ các nhà máy điện đến các hộ tiêu thụ điện năng. Khoảng cách truyền tải càng xa, công suất truyền tải càng lớn thì cấp điện áp càng phải cao để tránh tổn thất trên đường dây. Người ta chia các lưới điện theo cấp điện áp như sau:

$U < 1kV$: Lưới điện hạ áp (Low Voltage).
$1kV \leq U < 66kV$: Lưới điện trung áp (Medium Voltage).
$66kV \leq U \leq 220kV$: Lưới điện cao áp (High Voltage).
$330kV \leq U \leq 750kV$: Lưới điện siêu cao áp (EHV).
$1000kV \leq U$: Lưới điện cực cao áp (UHV).

Tuy nhiên cấp điện áp càng cao thì chi phí cho các máy biến áp tăng và hạ áp cũng như chi phí cho đường dây tải điện cũng càng cao. Do đó việc lựa chọn cấp điện áp hợp lí cho lưới điện cũng là một bài toán tối ưu cần phải giải. Sau đây ta sẽ xét một cách giải đơn giản của bài toán đó.

Nguyên lí cơ bản của qui hoạch lưới điện là cực tiểu cấu trúc lưới và chi phí vận hành nhằm thoả mãn yêu cầu của sự phân phối điện năng an toàn và tin cậy tới các trung tâm phụ tải. Các yêu cầu về độ tin cậy ở đây bao gồm:

1) Các yêu cầu vận hành bình thường. Khi các thiết bị của hệ thống năng lượng được vận hành trong những điều kiện tốt, đảm bảo các tiêu chuẩn vận hành khác nhau. Ví dụ như công suất chuyên tải của đường dây, công suất phát, cấp điện áp, dự trữ nóng và trong phạm vi giá cả đã cho.

2) Yêu cầu vận hành trong điều kiện ngẫu nhiên. Khi một thiết bị hư hỏng hay khi tải xuất hiện các dao động, độ tin cậy cung cấp điện phải được thoả mãn. Chi phí lưới điện bao gồm sự đầu tư mua sắm thiết bị máy biến thế, thiết bị truyền tải và chi phí cho việc vận hành chúng.

Cũng như trong qui hoạch nguồn, sự so sánh giá thành được tiến hành khi có kể đến giá trị thời gian của vốn(xem chương 8).

So với qui hoạch nguồn, qui hoạch lưới điện là phức tạp hơn. Thứ nhất, qui hoạch lưới điện phải lưu ý đến sơ đồ mạng thực tế, và sự đúng đắn của phương án phải được coi là độc lập với các phương án đã biết? Hơn nữa kích thước của các phương án đã chỉ ra của qui hoạch lưới điện là lớn hơn trong qui hoạch nguồn. Thứ hai, các ràng buộc của qui hoạch lưới điện phải thoả mãn là rất phức tạp, bao gồm các phương trình phi tuyến(ví dụ như ràng buộc về cấp điện áp v.v...) và thậm chí là các phương trình vi phân(ví dụ như vấn đề ổn định). Như vậy khó mà có được một mô hình toán của qui hoạch lưới điện trọn vẹn và việc giải nó thậm chí còn khó hơn.

Để tránh được những khó khăn trên, qui hoạch lưới điện thường được chia làm hai bước: lập sơ đồ và tính giá trị của nó. Nhiệm vụ của việc lập sơ đồ là xác định một hay nhiều phương án có chi phí thấp thoả mãn khả năng tải của các thiết bị truyền tải. Hiện nay, các nhà qui hoạch dùng kinh nghiệm của họ để xác định nhánh mở rộng và cấu hình của lưới điện. Với sự tăng trưởng về kích thước của hệ thống năng lượng, máy tính sẽ bắt đầu được dùng để tự động hoá việc qui hoạch tối ưu lưới điện. Phương pháp này có thể phối hợp các lĩnh vực công nghệ, kinh tế và tối ưu hoá một cách gần đúng để xác định cấu hình lưới điện tốt hơn, điều đó cho phép cải thiện chất lượng và tốc độ qui hoạch lưới điện. Dù sao, vì hiện nay việc qui hoạch lưới điện tối ưu đang trong bước phát triển, nó không thể hoàn toàn thay thế các nhà qui hoạch trong việc ra quyết định. Nhiệm vụ của việc đánh giá sơ đồ là đánh giá toàn bộ đặc tính kinh tế kỹ thuật của sơ đồ đã cho bao gồm dòng tải, phân tích ổn định, khả năng dòng ngắn mạch, độ tin cậy và tính toán kinh tế, để đi đến quyết định một sơ đồ tối ưu cuối cùng. Qua việc đánh giá sơ đồ, cấu hình của lưới điện có thể được cải thiện, thông qua biện pháp sử dụng các thông tin lấy từ máy tính.

Bởi vì lí thuyết và thuật toán của dòng tải, tính ổn định và dòng ngắn mạch đã xác định chính xác, tầm quan trọng của việc nghiên cứu qui hoạch lưới điện là việc xác định dạng sơ đồ. Nói chung việc qui hoạch lưới điện sẽ trả lời các câu hỏi sau:

1. Đặt đường dây truyền tải mới ở đâu ?
2. Khi nào xây dựng chúng ?
3. Kiểu của đường dây truyền tải dự định xây là loại gì ?

Qui hoạch lưới điện có thể chia ra thành qui hoạch lưới điện tĩnh và động. Qui hoạch lưới điện tĩnh chú ý tới sơ đồ nối dây của lưới điện đối với phụ tải của năm tới và không bao gồm vấn đề truyền tải của sơ đồ nối dây của lưới điện. Nó còn được gọi là qui hoạch năm tới. Nó không bao gồm việc xây dựng một đường dây truyền tải mới. Dù sao khi so sánh về chi phí, vốn

chiết khấu là rất phức tạp. Đối với qui hoạch dài hạn, nó được chia thành một vài năm, mà trong đó vấn đề truyền tải của mỗi năm đã được kể đến. Như trường hợp cần phải quyết định khi nào và ở đâu sẽ xây dựng một đường dây mới. Một qui hoạch như vậy được gọi là dài hạn hoặc động.

Cả hai qui hoạch lưới điện tĩnh và động đều bao gồm việc chọn cấp điện áp, có sử dụng việc truyền tải bằng điện một chiều hay không ? và những vấn đề khác nữa. Việc lựa chọn cấp điện áp và phối hợp giữa truyền tải điện một chiều và xoay chiều là một vấn đề phức tạp, phụ thuộc không chỉ vào sự tăng trưởng và phân phối phụ tải và mạch điện hiện tại mà còn phụ thuộc vào các nhân tố như là sự phát triển của toàn bộ nền kinh tế quốc dân, trình độ công nghệ chế tạo các thiết bị điện, mà điều đó hầu như không được phản ánh trong các phương pháp qui hoạch lưới điện hiện nay. Vì thế, trên thực tế hệ thống sơ đồ nối dây được xem xét dưới các mức điện áp đã cho. Khi đó cần phải duy trì cấp điện áp cũng như sơ đồ truyền tải xoay chiều và một chiều. Một vài cấp điện áp có thể có hoặc sơ đồ truyền tải xoay chiều và một chiều được tối ưu hoá một cách riêng rẽ. Một cấp điện áp tối ưu và một sơ đồ nối dây tối ưu được chọn bằng cách sử dụng phương pháp so sánh sơ đồ. Phương pháp qui hoạch lưới điện được mô tả trong chương này nghiên cứu cấu hình lưới điện dưới một cấp điện áp đã cho.

§6.2. CÁC PHƯƠNG PHÁP QUI HOẠCH LƯỚI ĐIỆN MỘT CÁCH KHÔNG CHÍNH QUI

Các phương pháp qui hoạch lưới điện có thể phân ra làm hai loại: Các phương pháp tối ưu toán học chặt chẽ và các phương pháp không chính qui.

Phương pháp không chính qui được đặt trên cơ sở của các phân tích trực quan. Nó có quan hệ chặt chẽ với suy nghĩ của các chuyên gia. Nó có thể đưa ra một sơ đồ thiết kế tốt trên cơ sở của kinh nghiệm và sự phân tích. Dù sao nó cũng không phải là một phương pháp tối ưu hoá toán học chặt chẽ.

Trong qui hoạch lưới điện phương pháp không chính qui được áp dụng rộng rãi vì tính chất dễ hiểu, mềm dẻo, tốc độ tính toán nhanh, dễ thu hút cá nhân trong công việc thiết kế và có thể thu được một lời giải tối ưu tương đối mà điều đó là phù hợp với những yêu cầu thực tế của kĩ thuật.

Phương pháp không chính qui bao gồm việc kiểm tra quá tải, phân tích độ nhạy và thành lập sơ đồ. Chúng được mô tả như sau:

1. Kiểm tra quá tải. Trong giai đoạn thành lập sơ đồ, vấn đề mấu chốt là liệu có đủ khả năng tải không, tức là liệu có đường dây nào bị quá tải không. Vì vậy, kiểm tra quá tải là điều bắt buộc. Theo sự vận hành bình thường và ngẫu nhiên của thiết bị, ta phải khẳng định rằng

không có đường dây nào bị quá tải trong điều kiện làm việc bình thường và đôi khi thậm chí cả trong điều kiện sự cố một đường dây. Điều đó được gọi là "nguyên lí kiểm tra N-1". Vì vậy, để kiểm tra một đường dây liệu có bị quá tải hay không thì việc tính toán phân phối dòng tải và khả năng của đường dây là rất quan trọng.

Sự cân bằng dòng tải xoay chiều có thể được dùng để thực hiện việc phân tích dòng tải một cách chính xác và đưa ra một sự phân bố toàn diện của công suất tác dụng và công suất phản kháng, điện áp và góc pha trong hệ thống. Phương pháp này, dù sao cũng dẫn tới một khối lượng tính toán rất lớn khi nó cần phải tiến hành phân tích và tính toán nhiều lần trong điều kiện đã biết sơ đồ. Vì vậy, nhiều nhà qui hoạch hiện nay đã áp dụng việc cân bằng dòng một chiều để kiểm tra quá tải. Việc cân bằng dòng một chiều là sự đơn giản hoá của việc cân bằng dòng xoay chiều và có đặc điểm là tính toán nhanh và phân tích dễ dàng khả năng tải của đường dây với độ chính xác cao. Nó rất phù hợp với việc nghiên cứu qui hoạch. Mặt khác, trong một vài qui hoạch lưới điện, phương pháp dòng điện mạch vòng đã được áp dụng. Phương pháp này chỉ đảm bảo cho nút cân bằng năng lượng (tức là chỉ thoả mãn định luật Kiếchốp 1 (Kirchhoff 1) mà không thoả mãn định luật Kiếchốp 2) sẽ dẫn đến kết quả sai.

2. Phân tích độ nhạy. Khi một đường dây bị quá tải, việc phân tích độ nhạy thường được mở rộng ra lưới điện đó cho đường dây có ảnh hưởng nhất đối với việc giới hạn quá tải. Đường dây có ảnh hưởng ở đây có liên quan tới đường dây được đầu tư có hiệu quả nhất. Việc giải thích từ "có ảnh hưởng" ở đây có khác nhau giữa các nhà qui hoạch với những thể hiện khác nhau, như nhiều phương pháp tính toán đường dây hiệu quả nhất đã được trình bày.

3. Vẽ sơ đồ. Những phân bố sung hợp lí có thể được thêm vào để tính hiệu quả nhất của chúng được thể hiện ra bởi vì việc phân tích độ nhạy dẫn đến việc mở rộng lưới điện có thể được thực hiện bằng các phương pháp chắc chắn. Một phương pháp so sánh đơn giản là mở rộng lưới điện từng bước bằng cách bổ sung một hoặc một nhóm các đường dây hiệu quả hơn. Các phương pháp đặc biệt cũng có thể được sử dụng bằng cách bổ sung một tổ hợp của các đường dây hiệu quả có thể có vào hệ thống để cho đường dây tối ưu này nối liền sơ đồ được xác định trên cơ sở của việc cải tiến hệ thống vận hành. Thông qua việc vẽ sơ đồ, nhà qui hoạch có thể can thiệp vào các quá trình ra quyết định thông qua giao diện *người-máy*.

Phương pháp qui hoạch lưới điện hiện nay đặc trưng bởi việc mở rộng một lưới điện theo từng bước và do việc thiếu cân nhắc đến mối quan hệ giữa các quyết định của các phân bố sung nên không thể đảm bảo một lời giải toán học tối ưu và đó là nhược điểm chính của nó.

§6.3. BÀI TOÁN CHỌN CẤP ĐIỆN ÁP TẢI ĐIỆN U

Người ta chia chi phí tính toán C_{Σ} cho một km đường dây tải điện thành hai phần: chi phí vốn đầu tư C_1 để xây dựng đường dây và chi phí do tổn thất điện năng trên đường dây C_2 , tức là:

$$C_{\Sigma} = C_1 + C_2 \quad (6.1)$$

Chi phí vốn đầu tư xây dựng đường dây C_1 được tính như sau:

$$C_1 = a + bU + cF \quad (6.2)$$

trong đó: a, b, c là các hệ số tỉ lệ;

U là cấp điện áp của đường dây;

F là tiết diện tổng của dây dẫn được chọn.

Từ công thức (6.2) ta thấy rằng chi phí xây dựng đường dây ngoài phần chi phí cố định còn một phần phụ thuộc vào cấp điện áp và một phần phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn.

Chi phí do tổn thất điện năng có thể tính gần đúng cho chế độ tải công suất cực đại rồi qui đổi về giá tổn thất trung bình năm như sau:

$$C_2 = \frac{3\rho}{F} I_{\max}^2 \gamma J \quad (6-3)$$

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

F - tổng tiết diện dây dẫn pha, mm^2 ;

I_{\max} - dòng điện tải cực đại, A;

γJ - giá trị trung bình năm J của 1 MW tổn thất công suất.

Vì chi phí tổn thất điện năng xảy ra trong suốt quá trình hoạt động của đường dây nên phải qui đổi về cùng một mốc thời gian với chi phí xây dựng (Xem chương 7). Do đó:

$$C_2 = \frac{3\rho}{F} I_{\max}^2 \gamma J \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} \quad (6-4)$$

trong đó: r - hệ số giảm giá;

$1/(1+r)^t$ - hệ số giảm giá năm t ;

N - đời sống dự án đường dây, năm.

Nếu đặt:

$$D_J = \gamma_J \sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+r)^i} \quad (6-5)$$

trong đó D_J - giá tổn thất công suất trung bình tính đối theo chế độ cực đại thì:

$$C_2 = \frac{3\rho}{F} I_{\max}^2 D_J \quad (6-6)$$

Như vậy tổng chi phí tính toán cho 1km đường dây bằng:

$$C_\Sigma = C_1 + C_2 = a + bU + cF + \frac{3\rho}{F} I_{\max}^2 D_J \quad (6-7)$$

Từ công thức (6.7) nếu tìm cực trị hàm C theo tiết diện F ta có:

$$\frac{\partial C_\Sigma}{\partial F} = c - \frac{3\rho}{F^2} I_{\max}^2 D_J = 0 \quad (6-8)$$

Từ đó:

$$F_{tu} = I_{\max} \sqrt{\frac{3\rho D_J}{c}} \quad (6-9)$$

Mật độ tối ưu của dòng điện tải:

$$J_{KT} = \frac{I_{\max}}{F_{tu}} = \sqrt{\frac{c}{3\rho D_J}} \quad (6-10)$$

Giả thiết tiết diện dây dẫn đã được chọn là tối ưu theo (6.9) thì chi phí tính toán tổng cho 1 km đường dây theo (6.7) sẽ là:

$$C_\Sigma = a + bU + 2cF_{tu} \quad (6.11)$$

trong đó: F_{tu} lấy theo (6.9) với $I_{\max} = P_{\max} / \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi$. Như vậy:

$$C_\Sigma = a + bU + \frac{2P_{\max}}{U \cos\varphi} \sqrt{\rho c D_J} \quad (6-12)$$

Từ công thức (6.12) nếu tìm cực trị hàm C_Σ theo điện áp ta có:

$$\frac{\partial C_\Sigma}{\partial U} = \frac{\partial}{\partial U} [a + bU + \frac{2P_{\max}}{U \cos\varphi} \sqrt{\rho c D_J}] = 0 \quad (6-13)$$

Hay điện áp tối ưu của mạng điện sẽ là:

$$U_{tu} = \sqrt{\frac{2P_{\max}}{b \cos\varphi} \sqrt{\rho c D_J}} \quad (6-14)$$

Khi chọn cấp điện áp cho lưới điện cũng cần quan tâm đến chi phí cho trạm biến áp.

§6.4. CẤU TRÚC TỐI ƯU CỦA LƯỚI ĐIỆN

6.4.1. Đặt bài toán xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện

Khi qui hoạch lưới điện, sau khi đã chọn được cấp điện áp tối ưu, người ta phải giải quyết bài toán xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện.

Cấu trúc của lưới điện là cách bố trí các phần tử và cách chấp nối giữa các phần tử trong lưới điện. Như vậy cấu trúc của lưới có thể được mô tả bằng các đồ thị hình học (các graph), các bảng số (các ma trận) hoặc các quan hệ hàm số (các ánh xạ).

Cấu trúc của lưới điện có liên quan trực tiếp đến việc vận hành và khả năng phát triển của lưới. Như vậy khi thay đổi cấu trúc của lưới sẽ dẫn đến sự thay đổi về chức năng của lưới điện và do đó sẽ tạo ra ảnh hưởng tốt hoặc xấu đối với việc thực hiện mục tiêu đề ra đối với lưới điện. Chính vì vậy, cần phải xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện để đạt được mục tiêu đề ra. Đây là một bài toán động, đa chỉ tiêu, phân cấp và bất định. Việc giải bài toán này là một việc phức tạp, cần phải áp dụng những phương pháp qui hoạch toán học như sẽ được trình bày trong các phần sau đây.

Trong chương này sẽ sử dụng một số mô hình mở rộng của bài toán qui hoạch tuyến tính để giải bài toán xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện thiết kế mới, khi có đầy đủ thông tin ban đầu và chỉ giới hạn trong trường hợp xác định sơ đồ nối dây tối ưu cung cấp điện ở trường hợp đơn giản. Bài toán này có thể phát biểu dưới dạng toán học như sau:

Cho biết công suất và vị trí địa lý của các nguồn điện và phụ tải điện, cần xác định sơ đồ nối dây tối ưu của lưới điện thiết kế nhằm thoả mãn cực tiểu hàm chi phí tính toán Z .

Phương pháp đơn giản nhất là liệt kê tất cả các phương án sơ đồ nối dây theo chỉ tiêu hàm chi phí Z , sau đó chọn ra phương án ứng với giá trị cực tiểu của Z . Tuy nhiên phương pháp này cũng có nhược điểm cơ bản là có thể bỏ sót những phương án hợp lý vì nếu xét đến mọi phương án nối dây thì khối lượng tính toán sẽ rất lớn. Để khắc phục nhược điểm đó người ta đã cố gắng áp dụng các phương pháp qui hoạch toán học để tìm phương án tối ưu theo hướng nhanh nhất và áp dụng được các thuật toán có thể lập trình để chạy trên máy tính. Để đơn giản ta giả thiết bài toán được giới hạn trong hoàn cảnh tất định, nghĩa là đã cho sẵn nguồn và phụ tải. Ngoài ra lời giải chỉ thoả mãn đồng thời hai chỉ tiêu: cực tiểu vốn đầu tư và cực tiểu phí tổn vận hành, nghĩa là cực tiểu hàm chi phí tính toán Z .

6.4.2. Phương pháp nhánh và cận để xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện

6.4.2.1. Xây dựng hàm mục tiêu

Bài toán phát biểu như sau:

Biết vị trí và công suất cực đại của nguồn và phụ tải, xác định sơ đồ nối dây tối ưu của lưới điện thiết kế sao cho hàm chi phí tính toán Z là nhỏ nhất. Một trong những phương pháp thường được sử dụng nhất hiện nay là vạch ra tất cả các phương án có thể và chọn ra phương án tối ưu. Phương pháp này đơn giản song số phương án quá lớn cho khối lượng tính toán sẽ rất nhiều vì vậy mà người ta phải dùng phương pháp mô hình toán học để giải bài toán đó theo hướng mô tả tổng quát và “chương trình hoá” trong thủ tục tìm lời giải.

Để lập hàm mục tiêu của bài toán ta xác định công thức của hàm chi phí tính toán như sau:

Đối với mỗi nhánh nối từ nút i , tới nút j thì ta có hàm chi phí tính toán Z_{ij} riêng của nhánh đó. Từ đó ta có công thức tính hàm chi phí tính toán cho hệ thống gồm n nút là:

$$Z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij}; (i \neq j); \quad (6-15)$$

trong đó:

$$Z_{ij} = (a_{vh} + a_{ic}).K_{ij} + Y_{\Delta A_{ij}}; \quad (6-16)$$

a_{vh} , a_{ic} : là các hệ số vận hành và hệ số hiệu quả của vốn đầu tư. Để tiện lợi ta kí hiệu $a = (a_{vh} + a_{ic})$;

K_{ij} - là chi phí đầu tư xây dựng đường dây ij ;

$$K_{ij} = (A + B.F_{ij}).L_{ij}; \quad (6-17)$$

F_{ij} : tiết diện dây dẫn của đường dây ij , mm^2 ;

A : là thành phần vốn đầu tư không phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn (tiền thăm dò tuyến, tiền cột móng, tiền bồi thường diện tích đất...), d/km ;

B : là hệ số của thành phần vốn đầu tư phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn, $d/km.mm^2$;

L_{ij} : chiều dài đường dây ij , km ;

$Y_{\Delta A_{ij}}$: là chi phí tổn thất điện năng trên đoạn ij .

$Y_{\Delta A_{ij}}$ được xác định theo công thức:

$$Y_{\Delta\Delta_{ij}} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot R_{ij} \cdot \tau \cdot c ; \quad (6-18)$$

trong đó: R_{ij} : điện trở dây dẫn nhánh ij [Ω] ;

$$R_{ij} = \frac{\rho_{ij} \cdot L_{ij}}{F_{ij}} ;$$

ở đây: ρ_{ij} - điện trở suất của vật liệu làm dây dẫn, $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$;

I_{ij} - dòng điện trên đường dây ij , A ;

τ : là thời gian tổn thất công suất lớn nhất ;

c : là giá tiền 1 kWh tổn thất điện năng.

Đối với lưới điện khu vực hoặc lưới điện có đồ thị phụ tải bằng phẳng tiết diện dây dẫn được chọn theo điều kiện J_{kt} . Khi đó ta có:

$$F_{ij} = \frac{I_{ij}}{J_{kt}} ; \quad (6-19)$$

J_{kt} : mật độ dòng điện kinh tế, A/mm^2 .

Từ đó ta có:

$$Z_{ij} = a \cdot \left(A + B \cdot \frac{I_{ij}}{J_{kt}} \right) \cdot L_{ij} + 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot I_{ij} \cdot L_{ij} \cdot J_{kt} ;$$

Suy ra:

$$Z_{ij} = \bar{A} \cdot L_{ij} + \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} ;$$

Với $\bar{A} = a \cdot A$ và $\beta = \left(\frac{a \cdot B}{J_{kt}} + 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot J_{kt} \right)$ giả thiết là những hằng số.

Như vậy biểu thức hàm chi phí tính toán hàng năm Z của phương án phụ thuộc vào các giá trị I_{ij} theo dạng:

$$Z(I_{ij}) = \begin{cases} 0 & \text{khí } I_{ij} = 0; \\ \sum \bar{A} \cdot L_{ij} + \sum \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} & \text{khí } I_{ij} > 0; \end{cases} \quad (6-20)$$

Khi đó bài toán xác định cấu trúc tối ưu của lưới điện trở thành bài toán xác định tập I_{ij} sao cho hàm chi phí tính toán $Z(I_{ij})$ đạt giá trị cực tiểu.

Hàm chi phí tính toán $Z(I_{ij})$ có điểm gián đoạn tại $I_{ij}=0$ (khi đó nhánh ij không có trên sơ đồ nối dây) và gồm hai thành phần:

- Thành phần thứ nhất:

$$\sum \bar{A}.L_{ij} : \text{phụ thuộc vào tổng chiều dài của các nhánh có trong mạch.}$$

- Thành phần thứ hai:

$$\sum \beta.L_{ij}.I_{ij} : \text{phụ thuộc vào tổng các tích giữa chiều dài các nhánh và dòng điện trên các nhánh tương ứng.}$$

Khi đó bài toán được mô tả dưới dạng toán học như sau:

Xác định tập $\{ I_{ij} \}$ sao cho:

$$Z(I_{ij}) = \begin{cases} 0 & \text{khi } I_{ij} = 0; \\ \sum_{i,j=1}^n \bar{A}.L_{ij} + \sum_{i,j=1}^n \beta.L_{ij}.I_{ij} \rightarrow \min & \text{khi } I_{ij} > 0; \end{cases} \quad (6-21)$$

Với các điều kiện ràng buộc:

$$\sum_{j=1}^n I_{ij} = I_i; \quad (i = \overline{1, n}) (i \neq j); \quad (6-22)$$

trong đó: I_i là dòng điện tại các nút phụ tải hoặc nút nguồn thứ i ;

I_{ij} là dòng điện trên đoạn dây dẫn ij và $I_{ij} < 0$.

Từ điều kiện ràng buộc ta thấy số lượng ẩn của bài toán này rất lớn, nếu lưới điện có n nút thì số ẩn S (bao gồm cả dòng đi và dòng về) là:

$$S = n.(n-1); \quad (6-23)$$

Trong thực tế có thể bỏ qua những dòng điện đi trực tiếp từ tải về nguồn nên có thể bỏ bớt một số ẩn. Từ (6-22) ta suy ra số phương trình ràng buộc là $(n-1)$ phương trình độc lập.

Như vậy cấu trúc tối ưu của lưới điện có n nút chỉ bao gồm $(n-1)$ nhánh. Điều đó có nghĩa là chưa xét đến mức độ quan trọng khác nhau của các phụ tải.

Sau đây ta tìm cách giải bài toán tìm cực tiểu hàm $Z(I_{ij})$ dạng (6-20).

Phân tích hàm chi phí tính toán Z thành tổng của hai hàm chi phí là Z_1 và Z_2 .

$$Z(I_{ij}) = Z_1 + Z_2; \quad (6-24)$$

trong đó: $Z_1 = \sum \bar{A} \cdot L_{ij}; \quad Z_2 = \sum \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij};$

Từ đó suy ra điều kiện của bài toán là:

Xác định tập $\{ I_{ij} \}$ sao cho: $\min Z(I_{ij}) = \min (Z_1 + Z_2)$.

Đặt $\min Z_1 = W_1;$

$\min Z_2 = W_2;$

$\min Z = \min (Z_1 + Z_2)$

Suy ra ta luôn có điều kiện: $\min Z \geq \min Z_1 + \min Z_2 = W_1 + W_2 = W$

Trong công thức trên thì W gọi là giá trị cận dưới của hàm mục tiêu Z của một phương án bất kỳ và ta không thể tìm được phương án nào có hàm chi phí tính toán nhỏ hơn W .

Giá trị của hàm chi phí tính toán chỉ bằng W khi phương án được chọn vừa là phương án có vốn đầu tư cực tiểu, vừa là phương án có tổn thất điện năng nhỏ nhất tức là truyền tải điện năng với chi phí nhỏ nhất. Tuy nhiên điều này rất khó có thể xảy ra trong thực tế vì một phương án có vốn đầu tư bé rất khó có thể đảm bảo rằng tổn thất điện năng là nhỏ nhất.

Để có thể tìm được lời giải tối ưu cho bài toán trên người ta thường áp dụng phương pháp cận và nhánh.

6.4.2.2. Thuật toán tìm cấu trúc tối ưu của lưới điện bằng phương pháp cận và nhánh

Bước 1: Tìm phương án cây bao trùm nhỏ nhất

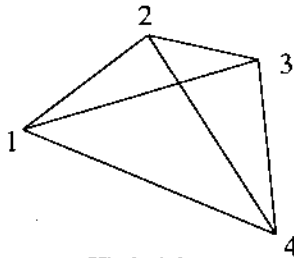
Để tìm phương án có cây bao trùm nhỏ nhất ta có thể sử dụng lý thuyết graph để xác định phương án có tổng chiều dài đường dây nhỏ nhất, tức là phương án có cây bao trùm nhỏ nhất.

Trước khi sử dụng lý thuyết graph để tìm cây bao trùm nhỏ nhất ta cần biết một số khái niệm và thuật toán tìm cây bao trùm nhỏ nhất như sau:

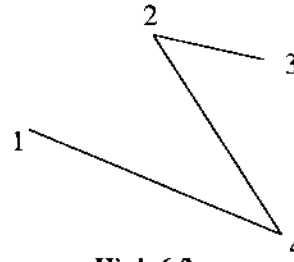
a. Một số định nghĩa cơ bản

Một graph (hay đồ thị) liên thông là tập hợp các nút và các nhánh nối liên thông giữa các nút.

Một graph đầy đủ là graph mà giữa hai đỉnh bất kì của nó đều tồn tại một cạnh nối (hình 6.1).



Hình 6.1



Hình 6.2

Cây của graph là tập hợp các cạnh đi qua các đỉnh của đồ thị mà không tạo một mạch vòng kín nào (hình 6.2).

- Một graph có n đỉnh thì số cạnh S của nó là:

$$S = \frac{n \cdot (n - 1)}{2};$$

Và graph đó có số cây là $n^{(n-2)}$ cây, một cây của nó có $(n-1)$ cạnh.

Ví dụ $n = 4$ thì số cạnh của một cây là $4-1=3$ cạnh và số cây là $4^{4-2} = 16$ cây ;

- Cây bao trùm nhỏ nhất là một cây liên thông của graph có tổng chiều dài nhỏ nhất.

Phương án có cây bao trùm nhỏ nhất cũng chính là phương án có Z_1 min.

b. Thuật toán tìm cây bao trùm nhỏ nhất

- Thuật toán Prim

Đầu tiên ta chọn cạnh ngắn nhất của graph, chẳng hạn như U_1 , sau đó chọn cạnh ngắn thứ hai là U_2 , tiếp đó là cạnh thứ ba... tiếp tục tới cạnh U_k .

Gọi A_k là tập hợp các nút của k cạnh ngắn đó.

Chọn U_{k+1} là cạnh có một nút thuộc tập A_k và một nút không thuộc tập

A_k để không tạo thành mạch vòng kín, quá trình đó ngừng lại khi $k = n-1$.

Khi đó ta sẽ có được cây bao trùm có tổng chiều dài nhỏ nhất.

- Thuật toán Krustal:

Trước hết vẽ một graph đầy đủ có số cạnh $S = \frac{n \cdot (n - 1)}{2}$.

Sau đó ta xét một mạch vòng bất kỳ và bỏ đi cạnh dài nhất trong mạch vòng đó.

Quá trình đó tiếp diễn cho đến khi nào không còn một mạch vòng nào trong graph nữa thì khi đó ta thu được một cây bao trùm có tổng chiều dài là nhỏ nhất. Đó cũng chính là phương án có Z_1 min.

Bước 2: Tìm phương án có chi phí tổn thất điện năng Z_2 là nhỏ nhất.

- Phương án ứng với $\min Z_2$ là phương án có cực tiểu của tổng các tích giữa chiều dài các cạnh và dòng điện tương ứng đi trên đó. Đó cũng chính là phương án có tổng mômen phụ tải $\sum P_{ij} \cdot L_{ij}$ nhỏ nhất hoặc tổng tổn thất điện năng trong lưới điện là nhỏ nhất.
- Bài toán có thể mô tả dưới dạng toán học như sau:

$$\text{xác định tập } \{I_{ij}\} \text{ sao cho } Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} \rightarrow \min.$$

với các điều kiện ràng buộc:

$$\sum_{j=i}^n I_{ij} = I_i; \quad (i = \overline{1, n-1}) \quad (i \neq j);$$

Nếu coi $\beta \cdot L_{ij} = C_{ij} = \text{const}$ thì bài toán trên là một bài toán qui hoạch tuyến tính và có thể giải được bằng thuật toán đơn hình mở rộng, cụ thể là bài toán qui hoạch nguyên hoặc bài toán vận tải.

Bước 3: Thực hiện thuật toán cận và nhánh để tìm phương án tối ưu

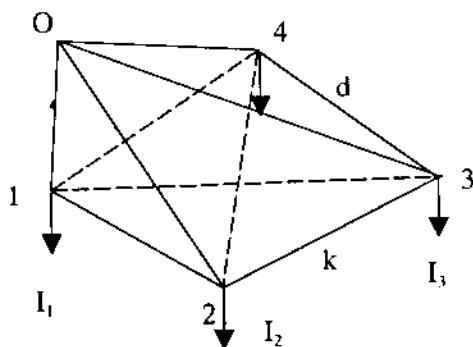
- Dựa trên cơ sở vừa tìm được là phương án có Z_1 min và phương án có Z_2 min thực hiện tối ưu hoá theo nguyên tắc của phương pháp cận và nhánh để tìm cấu trúc tối ưu của lưới điện thiết kế.
- Ta có: $W = W_1 + W_2$ là giá trị cận dưới của hàm mục tiêu Z của một phương án bất kỳ. Giá trị $Z = W$ ứng với trường hợp lưới điện đồng thời có tổng vốn đầu tư cực tiểu (cây bao trùm của phương án là nhỏ nhất) và tổng tổn thất điện năng cực tiểu (chuyển tải điện năng với cước phí nhỏ nhất).

Với tinh thần đó, ta sẽ đi tìm thuật toán để phối hợp các phương án có $\min Z_1$ và $\min Z_2$ đồng thời luôn luôn để ý tới giá trị của cận W .

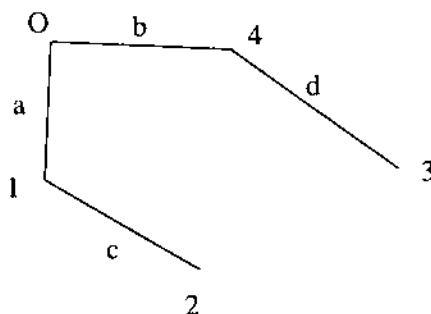
Do số phương án nối dây của lưới điện là rất lớn. Nếu chỉ xét mạng hở thì đã có tới $n^{(n-2)}$ phương án. Vì vậy để giảm bớt khối lượng tính toán ta có thể bỏ qua những tập phương án mà biết chắc chắn trong tập đó không chứa phương án tối ưu.

Để làm được việc đó ta tiến hành phân nhánh, tức là chia các phương án thành những tập có chứa nhánh ij và tập không chứa nhánh ij , ở mỗi tập trước hết chỉ cần tìm giá trị cận W .

Giả sử có lưới điện với 4 nút phụ tải và 1 nút nguồn có đồ thị graph đầy đủ như hình 6.3:



Hình 6.3.



Hình 6.4.

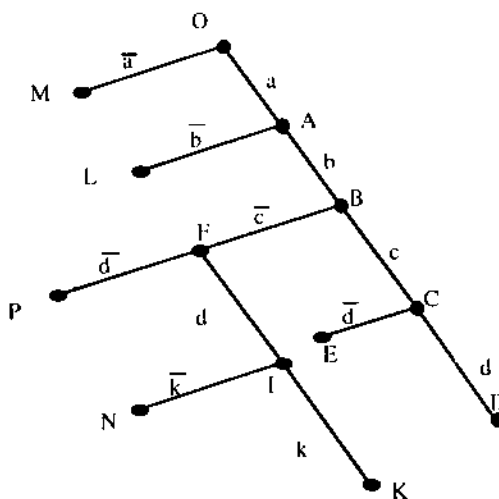
Khi đó các bước tiến hành của phương pháp cận và nhánh như sau:

- Bước 1:

Lập cây phương án (hình 6.5), từ đỉnh O (là graph hoàn toàn của lưới điện thiết kế) ta xác định W_1, W_2 và W theo phương pháp đã biết.

- Bước 2:

Ứng với điểm O ban đầu của cây phương án vẽ các nhánh liên tiếp về phía tay phải theo thứ tự tăng dần: cạnh a ngắn hơn cạnh b , cạnh b ngắn hơn cạnh c , cạnh c ngắn hơn cạnh d .. cho đến $(n-1)$ cạnh. Tập các cạnh vừa thu được chính là cây bao trùm nhỏ nhất.



Hình 6-5.

Theo giả thiết ta có 5 đỉnh nên ở đây a, b, c, d chính là cây bao trùm nhỏ nhất.

Đỉnh O, A, B, C, D mô tả tập hợp các cây của graph lưới điện, ví dụ đỉnh O ứng với tập hợp tất cả các cây của lưới điện ($n^{(n-2)}$ phương án).

Đỉnh A ứng với tập hợp tất cả các phương án bắt buộc chứa nhánh a và 3 nhánh bất kì khác.

Đỉnh B ứng với tập hợp tất cả các phương án bắt buộc chứa nhánh a, b và 2 nhánh bất kì khác.v.v...

Tại D ta có một cây duy nhất (chính là cây bao trùm nhỏ nhất) nên ta có thể tính được giá trị hàm mục tiêu của cây đó:

$$Z_D = W_{1D} + Z_{2D};$$

Vì đây là cây bao trùm nhỏ nhất nên $Z_{1D} = W_{1D} = W_1$.

Ta lấy giá trị Z_D làm mốc để so sánh và bắt đầu đi ngược lên đỉnh C.

- Bước 3: Từ đỉnh C rẽ trái, nguyên tắc rẽ trái là bỏ nhánh vừa đi lên (nhánh d) tới đỉnh E.

E là tập hợp các cây có chứa a, b, c và không chứa d.

W_{1E} là cây bao trùm nhỏ nhất nhưng có điều kiện là cây chứa a, b, c và không chứa d.

W_{2E} lấy gần đúng bằng $\min Z_2$ đã tính từ đầu (ta biết $W_{2E} < \min Z_2$).

Suy ra:

$$W_E = W_{1E} + W_{2E} = W_{1E} + W_2;$$

So sánh W_E với Z_D :

Nếu $W_E > Z_D$ thì suy ra: trong tập các phương án ứng với E không có phương án tối ưu, do đó ta quay lại C và đi lên B.

Nếu $W_E < Z_D$ thì ta phải phân nhánh tiếp.

- Bước 4: Với giả thiết $W_E > Z_D$ thì ta quay lại C và đi lên B rồi rẽ nhánh đến F.

F là tập hợp các cây có chứa a, b và không chứa c nhưng có thể chứa d.

Ta có:

$$W_F = W_{1F} + W_{2F} = W_{1F} + W_2;$$

W_{1F} là Z_1 của cây bao trùm nhỏ nhất của các cây ở đỉnh F.

$W_2 = \min Z_2$ (đã tính từ đầu).

- Bước 5: Giả sử $W_F < Z_D$ thì ta đi từ đỉnh F đi về phía tay phải theo các nhánh có chiều dài tăng dần đến đỉnh K.

K là cây bao trùm nhỏ nhất có điều kiện chứa a, b và không chứa c.

Tìm $Z_K = W_{1K} + Z_{2K}$;

Z_{2K} tỉ lệ với L_{ij}, P_{ij} của một cây bao trùm nhỏ nhất có điều kiện tại K.

Nếu $Z_K > Z_D$ thì ta lấy Z_D làm mốc so sánh.

Nếu $Z_K < Z_D$ thì ta lấy Z_K làm mốc mới để so sánh tiếp.

- Bước 6: Giả sử $Z_K < Z_D$ thì từ đỉnh K lên đỉnh I rẽ trái đến đỉnh N.

N là đỉnh có các phương án chứa a,b,d nhưng không chứa cạnh c và k.

Ta có:

$$W_N = W_{1N} + W_{2N} = W_{1N} + W_2 ;$$

Giả thiết $W_N > Z_K$, suy ra tại đỉnh N không có phương án tối ưu, do đó ta quay về đỉnh I, đi lên F.

- Bước 7: Từ F rẽ sang trái tới đỉnh P.

P là tập hợp các phương án có chứa cạnh a,b song không chứa c, d.

Ta có:

$$W_P = W_{1P} + W_{2P} = W_{1P} + W_2 ;$$

Giả sử $W_P > Z_K$, suy ra ta chuyển lên bước 8.

- Bước 8: từ P, quay về B đi lên A rồi rẽ trái tới đỉnh L.

L là tập hợp các phương án có chứa cạnh a song không chứa b.

Ta có:

$$W_L = W_{1L} + W_{2L} = W_{1L} + W_2 ;$$

Giả sử $W_L > Z_K$ thì ta tiếp tục tiến hành bước thứ 9.

- Bước 9: Từ A đi lên O rẽ trái tới đỉnh M.

M là tập hợp các phương án không chứa cạnh a song có thể chứa b, c.

Ta có:

$$W_M = W_{1M} + W_{2M} = W_{1M} + W_2 ;$$

Nếu $W_M > Z_K$ thì thuật toán dừng vì không thể tìm được phương án nào có hàm chi phí tính toán nhỏ hơn Z_K .

Kết luận:

Với các giả thuyết như trên thì phương án tối ưu ứng với đỉnh K.

K là phương án chứa các cạnh a, b, d, k.

6.4.2.3. Xét bài toán tổng quát có n_1 nhà máy và n_2 phụ tải

I. Tìm cây bao trùm nhỏ nhất (tìm Z_1)

Áp dụng thuật toán Prim để tìm cây bao trùm nhỏ nhất theo các bước như sau:

• Bước 1: Chọn cạnh (i_1, j_1) nối 2 đỉnh i_1 và j_1 có độ dài $d(i_1, j_1)$ ngắn nhất. Xây dựng tập đỉnh $A_K = \{ i_1, j_1 \}$, tập cạnh $C = \{ (i_1, j_1) \}$;

• Bước 2: Từ sơ đồ graph đầy đủ của mạng điện, chọn một cạnh (i, j) có một đỉnh thuộc tập A_K , một đỉnh không thuộc tập A_K là cạnh (i_1, j_2) có chiều dài nhỏ nhất.

Bổ sung đỉnh j_2 vào tập A_K , cạnh (i_1, j_2) vào tập cạnh C.

Sau bước này các tập A_K và C là:

$$A_K = \{ i_1, j_1, j_2 \}; \quad C = \{ (i_1, j_1), (i_1, j_2) \};$$

• Bước 3: Kiểm tra số cạnh của tập cạnh C có bằng $(n-1)$ cạnh không ?

- Nếu tập C có $(n-1)$ cạnh thì tập C chính là tập chứa các cạnh của cây bao trùm nhỏ nhất.

- Nếu tập C chưa đủ $(n-1)$ cạnh thì quay trở lại bước 2.

Sơ đồ thuật toán được biểu diễn trên hình 6.6.

II. Tìm phương án có hàm chi phí tổn thất điện năng cực tiểu (tìm Z_2)

Mô tả bài toán dưới dạng toán học

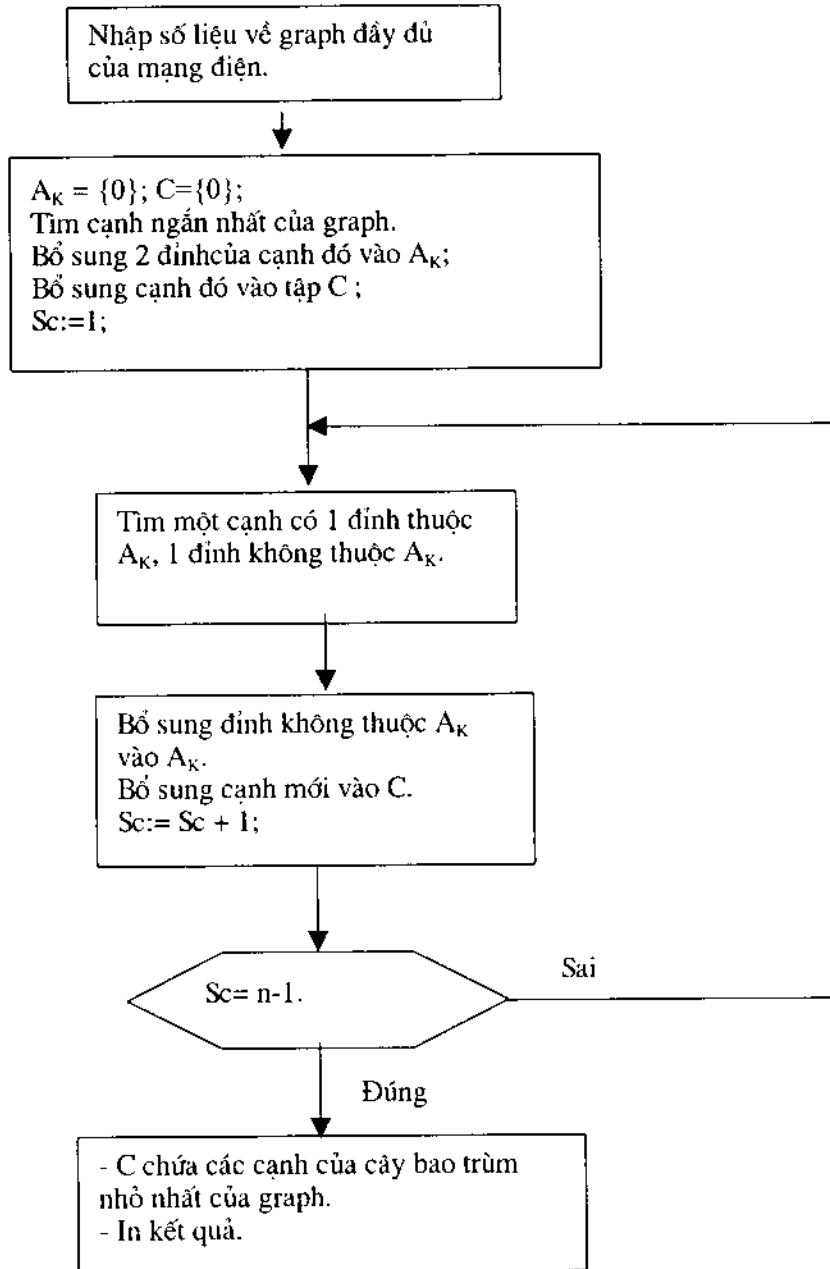
Xác định $\{I_{ij}\}$ sao cho $Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta I_{ij} I_{ij} \rightarrow \min.$

Mà β là hằng số nên suy ra hàm mục tiêu là:

$$Z_2 = \beta \sum I_{ij} I_{ij} \rightarrow \min;$$

Với các ràng buộc bởi tổng dòng điện tại các nút nguồn và phụ tải:

$$\sum_{j=1}^n I_{ji} - \sum_{j=1}^n I_{ij} = I_i; \quad i \neq j; \quad i = \overline{1, (n-1)};$$



Hình 6.6. Thuật toán tìm phương án xuất phát.

Trước hết cần chuyển bài toán về dạng chính tắc bằng cách nhân 2 vế của các phương trình ràng buộc đối với nút phát công suất với hệ số (-1).

Để giải được bài toán ta thêm (n -1) biến phụ $(I_{01}, \dots, I_{0(n-1)}) = I_0$.

Tuy nhiên khi thêm vào (n -1) sẽ dẫn tới phát sinh bài toán (5).

Bài toán phụ (5)

Hàm mục tiêu:

$$Z = I_{01} + I_{02} + \dots + I_{0(n-1)} \rightarrow \min.$$

Với hệ phương trình ràng buộc:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n I_{j1} - \sum_{j=1}^n I_{1j} + I_{01} & = I_1; \\ \sum_{j=1}^n I_{j2} - \sum_{j=1}^n I_{2j} & + I_{02} & = I_2; \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{j=1}^n I_{j(n-1)} - \sum_{j=1}^n I_{(n-1)j} & + I_{0(n-1)} & = I_{(n-1)}; \end{cases}$$

Xuất phát từ hệ phương trình ràng buộc của bài toán(4) thì bài toán (4) có phương án chấp nhận được khi và chỉ khi thành phần biến phụ trong phương án tối ưu của bài toán (5) bằng không:

$$I_{01} = I_{02} = \dots = I_{0(n-1)} = 0$$

Chứng minh:

- **Điều kiện cần:** Đặt $I_0^* = (I_{01}, I_{02}, \dots, I_{0(n-1)})$;

Giả sử I^* là phương án chấp nhận được của (4) khi đó $(I^*, I_0^* = 0)$ cũng là phương án chấp nhận được của (5) mà $Z^* = I_{01} + I_{02} + \dots + I_{0(n-1)} = 0$ là giá trị nhỏ nhất có thể $\rightarrow (I^*, I_0^* = 0)$ là phương án tối ưu của (5).

- **Điều kiện đủ:** Giả sử $(I^*, I_0^* = 0)$ là phương án tối ưu của (5) \rightarrow rõ ràng I^* thoả mãn các ràng buộc của (4) hay là I^* cũng là phương án chấp nhận được của (4).

* Nhận thấy bài toán (5) có ngay phương án cơ sở chấp nhận được với:

Các biến cơ sở: $I_{01}, I_{02}, \dots, I_{0(n-1)}$;

Các biến tự do: I_{ij} với $i \neq j$; $i, j = 1, n$;

Sử dụng thuật toán đơn hình ta xác định được phương án tối ưu của (5).

Phương án tối ưu sẽ có 3 khả năng:

- 1) $I_0 = (I_{01}, I_{02}, \dots, I_{0(n-1)}) \neq 0$;
- 2) $I_0 = 0$ và không có biến phụ nào là biến cơ sở trong phương án tối ưu.
- 3) $I_0 = 0$ và có biến phụ là biến cơ sở trong phương án tối ưu.

❖ **Xét từng trường hợp**

1. Theo bổ đề ta kết luận (4) không có phương án cơ sở chấp nhận được.
2. Các biến phụ đều là biến tự do nên $(n-1)$ là biến cơ sở và $n-m$ biến còn lại là các biến tự do.

→ Ta sử dụng các biến cơ sở và tự do trong tập I_{ij} (với $i \neq j$; $i, j = \overline{1, n}$) làm phương án cơ sở chấp nhận được của (4).

3. Giả sử $x_{i,n}$ là biến phụ đồng thời là biến cơ sở trong phương án tối ưu. Ta xét ràng buộc i trong hệ phương trình. Nếu tìm được j ($j \in \{1, 2, \dots, n\}$) là biến tự do sao cho $a_{ij} \neq 0$ thì lấy (i, j) là phân tử xoay đưa i về biến tự do và j về biến cơ sở.

Nếu không tìm được j thoả mãn tức là phương trình i là hệ quả của các phương trình còn lại → xoá bỏ phương trình và cột ứng vào biến giả.

→ Ta luôn loại bỏ được biến giả x_{0i} khỏi tập biến cơ sở để đưa về trường hợp 2.

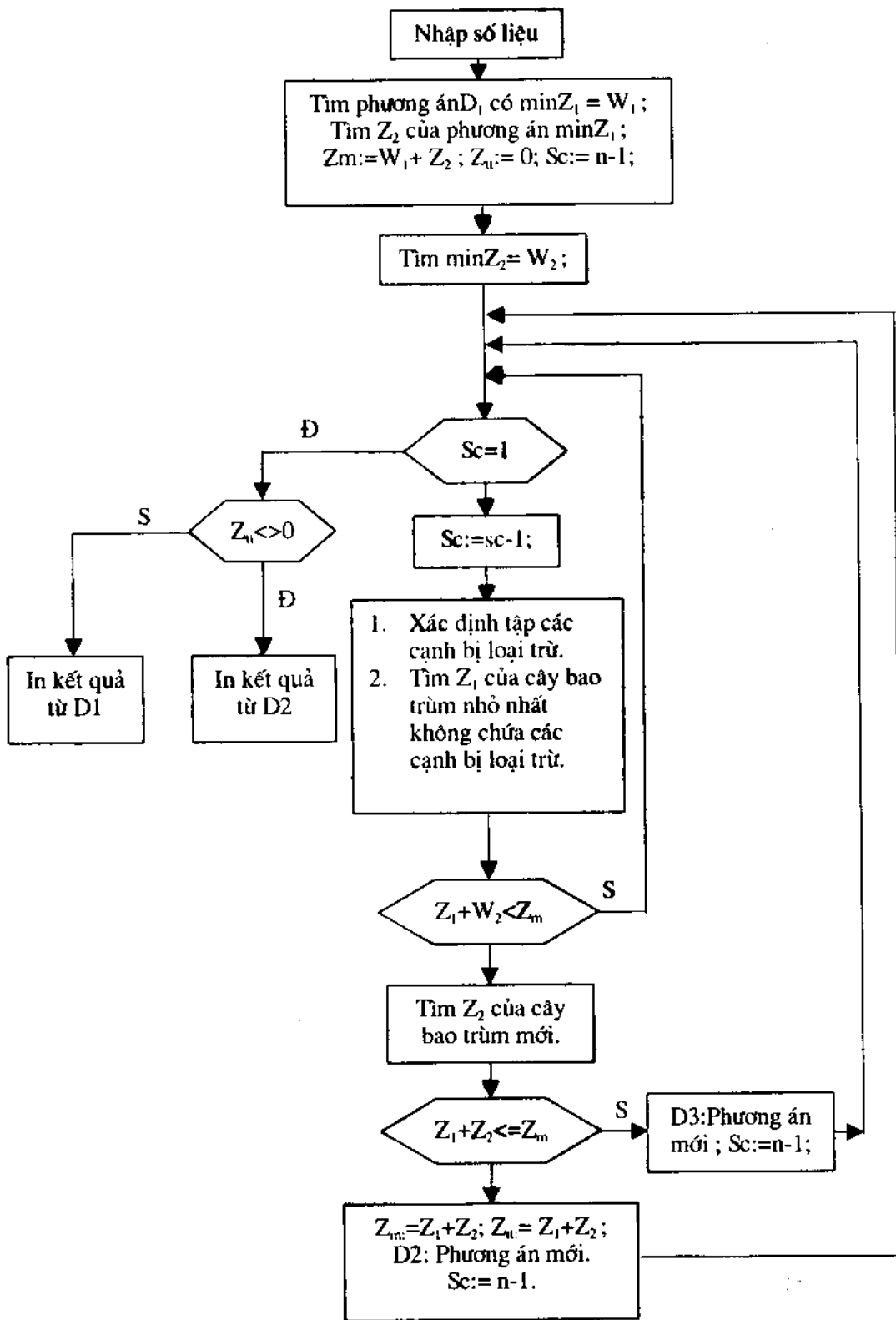
III. Tìm phương án tối ưu bằng phương pháp nhánh và cận

Ta có sơ đồ khối của phương pháp nhánh và cận như hình 6.7.

Chương trình xác định cấu trúc tối ưu của mạng điện lập cho bài toán tổng quát có n_1 nguồn và n_2 phụ tải hoàn toàn dựa trên thuật toán của phương pháp cận và nhánh, do đó nó cũng mang toàn bộ những ưu, khuyết điểm của phương pháp. Sau đây là những ưu, khuyết điểm của phương pháp:

- **Nhược điểm:**

1. Phương pháp này chưa xét đến mức độ quan trọng của phụ tải, do đó chưa chính xác. Ngoài ra ở đây coi a_{ij} , b_{ij} là hằng số dẫn đến $Z = a_{ij} + b_{ij} \cdot I_{ij}$ trở thành hàm tuyến tính đối với I_{ij} cho nên kết quả không chính xác.



Hình 6.7. Thuật toán nhánh và cắt .

2. Phương pháp này chưa đề cập tới tổn thất điện áp cực đại ΔU_{\max} , dẫn đến chưa quan tâm đến điều chỉnh điện áp như bù công suất phản kháng Q , tăng tiết diện dây dẫn $F_{\text{dây}} \dots$
3. Phương pháp này coi mạng điện là mới hoàn toàn mà điều này là hơi phi lý trong thực tế.

Phương pháp này chỉ sử dụng cho những mạng điện lớn và tính chất của các phụ tải là như nhau (cùng hệ loại 1; 2 ; 3).

- **Ưu điểm:**

Tuy có nhiều nhược điểm như trên song phương pháp này vẫn được sử dụng vì nó tạo ra được một phương án ban đầu để tính toán.

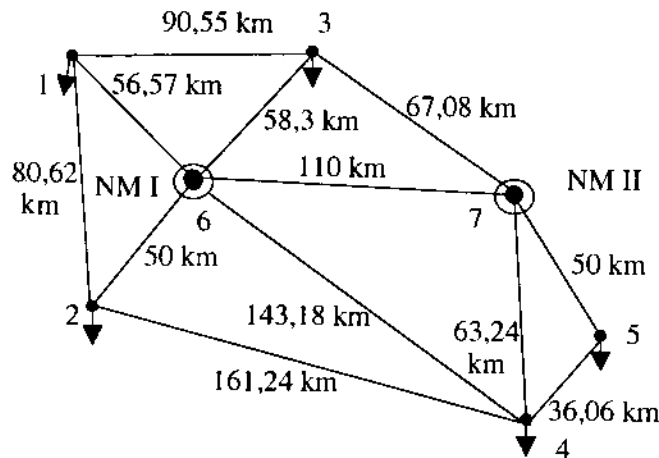
Do đó khi dùng phương pháp này cần phải bổ sung thêm những thông tin phù hợp với thực tế.

6.4.3. Áp dụng cho bài toán cụ thể

6.4.3.1. Sơ đồ địa lý - các số liệu về nguồn và phụ tải

1. Sơ đồ địa lý

Lưới điện khu vực cần thiết kế có sơ đồ địa lý các nguồn và phụ tải như sau:



Hình 6.8. Sơ đồ địa lý.

2. Các số liệu về nguồn cung cấp

Nguồn cung cấp cho lưới điện này bao gồm hai nhà máy nhiệt điện có các thông số như bảng sau:

Thông số Nhà máy	P (MW)	cosφ	Q (MVar)	S (MVA)	U _{dm} (kV)
I	200	0,8	150	250	10,5
II	150	0,85	93	176,47	10,5
Σ	350		243	426,47	

3. Các số liệu về phụ tải

Lưới điện cần thiết kể có 5 phụ tải với các thông số đã cho trong bảng sau:

Thông số Phụ tải	P (MW)	cosφ	Q (MVar)	S (MVA)	Hệ loại	U _{thứ cấp} (kV)
1	48	0,9	23,247	53,333	I	22
2	47	0,9	22,763	52,222	I	22
3	46	0,9	22,279	51,111	I	22
4	42	0,9	20,341	46,667	I	22
5	47	0,9	22,763	52,222	I	22
Σ	230		111,393	255,555		

6.4.3.2. Phân tích nguồn và phụ tải, cân bằng sơ bộ công suất trong hệ thống

1. Phân tích nguồn

Lưới điện được cung cấp bởi hai nhà máy nhiệt điện, chúng có những đặc điểm chính sau:

Thường đặt gần nguồn nhiên liệu, xa các trung tâm phụ tải.

Thời gian khởi động lớn: 3h-10h.

Hiệu suất thấp: 30% - 40%.

Lượng điện tự dùng lớn: từ 8%-14% (tùy thuộc vào công suất đặt của nhà máy: công suất đặt càng lớn thì tỉ lệ % càng bé).

Vốn đầu tư nhỏ, thời gian xây dựng ngắn.

Giá thành điện năng cao: 400 - 500 đ/kWh.

Hai nhà máy này có tổng công suất đặt là: $4.50 + 3.50 = 350$ MW. Khoảng cách giữa hai nhà máy là 110 km.

2. Phân tích phụ tải

Các phụ tải phân bố thành hai cụm lân cận hai nhà máy, số lượng phụ tải mỗi cụm tương ứng với công suất đặt của mỗi nhà máy.

Công suất yêu cầu của các phụ tải là tương đối đồng đều. Tổng công suất yêu cầu của các phụ tải là 230 MW.

Khoảng cách từ phụ tải đến các nhà máy gần nhất ở mức trung bình:

Khoảng cách xa nhất là 63,24 km (phụ tải số 4); khoảng cách gần nhất là 50 km (phụ tải số 2 ; 5).

Các phụ tải là phụ tải loại I, do đó đòi hỏi phải được cung cấp điện năng một cách liên tục dẫn đến yêu cầu lưới điện được thiết kế phải có độ tin cậy cao, chất lượng điện năng tốt.

3. Cân bằng sơ bộ công suất trong hệ thống

• Cân bằng công suất tác dụng P

Ta có phương trình cân bằng công suất tác dụng như sau:

$$\sum_{i=1}^{n1} P_{Fi} = m \cdot \sum_{i=1}^{n2} P_{pt_i} + \sum \Delta P_{md} + \sum P_{td} + \sum P_{utr}$$

trong đó: $\sum_{i=1}^{n1} P_{Fi}$: là tổng công suất tác dụng định mức của các nhà máy điện;

thay số vào ta có: $\sum_{i=1} P_{Fi} = 350$ MW ;

m: là hệ số đồng thời, ở đây lấy $m=1$;

$\sum_{i=1}^{n2} P_{pt_i}$: là tổng công suất tác dụng cực đại của các hộ tiêu thụ;

thay số vào ta có: $m \cdot \sum_{i=1}^{n2} P_{pt_i} = 230$ MW ;

$\sum \Delta P_{md}$: là tổng tổn thất công suất tác dụng trên đường dây và máy biến áp ;

lấy
$$\sum \Delta P_{md} = 10\% \cdot \sum_{i=1}^{n2} P_{\rho_i} = 0,1 \cdot 230 = 23 \text{ (MW)} ;$$

$\sum P_{id}$: là tổng công suất tự dùng trong các nhà máy điện ;

chọn
$$\sum P_{id} = 8\% \cdot (m \cdot \sum_{i=1}^{n2} P_{\rho_i} + \sum \Delta P_{md}) = 0,08 \cdot (230 + 23) = 20,24 \text{ MW} ;$$

$\sum P_{dtr}$: là tổng công suất tác dụng dự trữ của toàn hệ thống;

$\sum P_{dtr}$ được xác định bằng biểu thức:

$$\begin{aligned} \sum P_{dtr} &= \sum_{i=1}^{n1} P_{F_i} - m \cdot \sum_{i=1}^{n2} P_{\rho_i} - \sum \Delta P_{md} - \sum P_{id} = \\ &= 350 - 230 - 23 - 20,24 = 76,76 \text{ MW} ; \\ &= 33,37\% \sum_{i=1}^{n2} P_{\rho_i} > 50 \text{ MW} - \text{là công suất của tổ máy lớn nhất.} \end{aligned}$$

Như vậy hệ thống có đủ công suất tác dụng trong mọi chế độ vận hành.

• Cân bằng công suất phản kháng Q:

Ta có phương trình cân bằng công suất phản kháng:

$$\sum_{i=1}^{n1} Q_{F_i} + \sum Q_b = m \cdot \sum_{i=1}^{n2} Q_{\rho_i} + \sum \Delta Q_B + \sum \Delta Q_L - \sum \Delta Q_C + \sum Q_{id} + \sum Q_{dtr}$$

trong đó: $\sum_{i=1}^{n1} Q_{F_i}$: là tổng công suất phản kháng định mức của các nhà máy điện;

thay số vào ta có:
$$\sum_{i=1}^{n1} Q_{F_i} = 243 \text{ MVar};$$

$\sum_{i=1}^{n2} Q_{\rho_i}$: là tổng công suất phản kháng cực đại của các phụ tải;

thay số vào ta có:
$$\sum_{i=1}^{n2} Q_{\rho_i} = 111,393 \text{ MVar} ;$$

$\sum \Delta Q_B$: là tổng tổn thất công suất phản kháng trong máy biến áp ;

$$\text{lấy } \sum \Delta Q_B = 15\% \cdot \sum_{i=1}^{n_2} Q_{pi} = 0,15 \cdot 111,393 = 16,709 \text{ MVar ;}$$

$\sum \Delta Q_L$: là tổng tổn thất công suất phản kháng trên đường dây của lưới điện;

$\sum \Delta Q_C$: là tổng công suất phản kháng do dung dẫn của đường dây cao áp sinh ra.

trong tính toán sơ bộ coi $\sum \Delta Q_L = \sum \Delta Q_C$;

$\sum Q_{id}$: là tổng công suất phản kháng tự dùng của các nhà máy điện;

$$\sum Q_{id} = \sum P_{id} \cdot \text{tg}\varphi_{id} ; \text{ Chọn } \cos\varphi_{id} = 0,75 ; \rightarrow \text{tg}\varphi_{id} = 0,882 ;$$

$$\text{suy ra } \sum Q_{id} = 20,24 \cdot 0,882 = 17,852 \text{ MVar ;}$$

$\sum Q_{dir}$: là tổng công suất phản kháng dự trữ của toàn hệ thống;

lấy $\sum Q_{dir}$ bằng công suất phản kháng của tổ máy lớn nhất trong hệ thống;

$$\text{suy ra: } \sum Q_{dir} = 50 \cdot \text{tg}\varphi_1 = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ MVar ;}$$

$\sum Q_b$: là tổng công suất phản kháng cần bù của hệ thống;

$\sum Q_b$ được tính theo biểu thức:

$$\begin{aligned} \sum Q_b &= m \cdot \sum_{i=1}^{n_2} Q_{pi} + \sum \Delta Q_B + \sum \Delta Q_L - \sum \Delta Q_C + \sum P_{id} + \sum P_{dir} - \sum_{i=1}^{n_1} Q_{Fi} \\ &= 111,393 + 16,709 + 17,852 + 37,5 - 243 = - 59,546 \text{ MVar} \end{aligned}$$

Do $\sum Q_b = -59,546 < 0$ nên ta không cần phải tiến hành bù sơ bộ công suất phản kháng cho hệ thống.

6.4.3.3. Lập bảng số liệu và vẽ sơ đồ graph đầy đủ của lưới điện thiết kế

1. Lập bảng số liệu

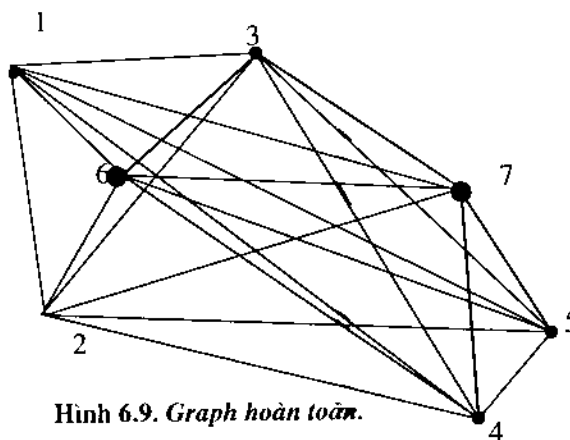
Ta có bảng số liệu về khoảng cách giữa các nhà máy điện với các phụ tải, các phụ tải với các phụ tải như sau:

Nút	1	2	3	4	5	NMI	NMII
1	0	80,62	90,55	197,23	202,48	56,57	155,242
2	80,62	0	106,3	161,24	180,28	50	145,6
3	90,55	106,3	0	120,42	116,62	58,3	67,08
4	197,23	161,24	120,42	0	36,06	143,18	63,24
5	202,48	180,28	116,62	36,06	0	152,97	50
NMI	56,57	50	58,3	143,18	152,97	0	110
NMII	155,242	145,6	67,08	63,24	50	110	0

2. Sơ đồ graph đầy đủ của lưới điện thiết kế

Định nghĩa: Một graph hoàn toàn là một graph mà giữa hai đỉnh bất kì đều tồn tại một cạnh nối.

Sơ đồ graph hình 6.9 bao gồm 21 cạnh như sau: 1-2, 1-3, 1-4, 1-5, 1-6, 1-7, 2-3, 2-4, 2-5, 2-6, 2-7, 3-4, 3-5, 3-6, 3-7, 4-5, 4-6, 4-7, 5-6, 5-7, 6-7.



Hình 6.9. Graph hoàn toàn.

6.4.3.4. Xác định phương án có $\min Z_I = W_I$

Xuất phát từ công thức tính hàm chi phí tính toán:

$$Z_{ij}(I_{ij}) = \begin{cases} 0 & \text{khi } I_{ij} = 0; \\ \sum_{i,j=1}^n \bar{A} \cdot L_{ij} + \sum_{i,j=1}^n \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} & \text{khi } I_{ij} > 0; \end{cases}$$

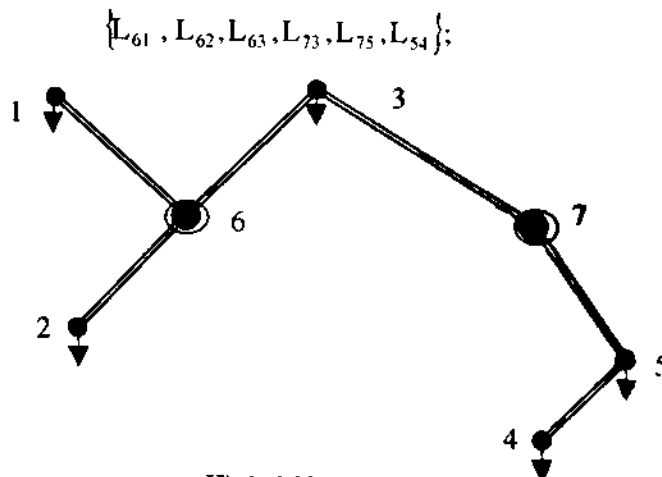
Nếu ta chỉ xét trường hợp ($I_{ij} \neq 0$) thì ta đặt:

$$Z_1 = \sum_{i,j=1}^n \bar{A}_{ij} \cdot L_{ij}; \quad Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij} \cdot L_{ij} \cdot I_{ij};$$

Như vậy ta thấy Z_1 (thành phần chi phí xây dựng) tỉ lệ thuận với thành phần $\sum_{i,j=1}^n L_{ij}$. Do

đó ta có thể kết luận: phương án có $\min Z_1 = W_1$ là phương án có $\sum_{i,j=1}^n L_{ij}$ bé nhất khi hệ số vốn đầu tư không phụ thuộc vào tiết diện dây dẫn không đổi.

Sử dụng kết luận trên kết hợp với sơ đồ graph đầy đủ của lưới điện thiết kế ta có thể áp dụng phương pháp Prim hoặc phương pháp Krustal để tìm ra phương án có hàm chi phí Z_1 min là phương án có cây bao trùm nhỏ nhất gồm những cạnh sau:



Hình 6.10.

Nó có tổng chiều dài:

$$\sum_{i,j=1}^n L_{ij} = 56,57 + 50 + 58,3 + 67,08 + 50 + 36,06 = 318,01 \text{ (km)};$$

Suy ra: $\min Z_1 = W_1 = 318,01 \cdot \bar{A}$;

Ta có sơ đồ của phương án có Z_1 min như hình 6.10

6.4.3.5. Xác định phương án có $\min Z_2 = W_2$

Ta có biểu thức tính Z_2 như sau:

$$Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij};$$

trong đó: β , L_{ij} là những hằng số có giá trị không đổi nên bài toán đi tìm $\min Z_2$ tương đương với bài toán tìm giá trị của tập $\{I_{ij}\}$ (với $i, j = \overline{1, n}$) sao cho thỏa mãn hàm mục tiêu:

$$Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} \rightarrow \min;$$

Với các ràng buộc: (dựa trên định luật Kirchhoff 1)

$$\sum_{j=1}^n I_{ij} - \sum_{j=1}^n I_{ji} = I_i; \quad (i \neq j); \quad i = \overline{1, (n-1)};$$

trong đó:

I_{ij} : là dòng điện đi ra từ đỉnh thứ i , nếu qui ước chiều dương là chiều đi vào thì chiều dương của nó là (-1) ;

I_{ji} : là dòng điện đi từ đỉnh j về đỉnh i , hệ số của nó là $(+1)$;

I_i : là dòng điện tại đỉnh thứ i ;

I_i có hệ số là $+1$ nếu i là nút phụ tải và là (-1) nếu i là nút phát công suất;

L_{ij} : là chiều dài đường dây nối từ nút i tới nút j .

Từ đó cho thấy bài toán xác định phương án có chi phí tổn thất nhỏ nhất là một bài toán quy hoạch tuyến tính và hoàn toàn có thể giải được bằng phương pháp đơn hình mở rộng với các hệ số của phương trình ràng buộc chỉ nhận tập giá trị $(-1; 0; +1)$.

1. Xây dựng hàm mục tiêu

Với một hệ thống điện như đầu bài đã cho gồm: 2 Nhà máy điện và 5 hộ phụ tải loại I.

Trong đó: Nhà máy điện thứ I có công suất lớn nhất (200 MW) đóng vai trò của nhà máy điện chủ đạo và được chọn làm nút cân bằng công suất thì ta có thể xác định được hàm mục tiêu của phương án tìm $\min Z_2$:

$$Z_2 = \sum_{i,j=1}^n \beta \cdot L_{ij} \cdot I_{ij} \rightarrow \min \quad \Rightarrow \quad \frac{Z_2}{\beta} = \sum_{i,j=1}^n L_{ij} \cdot I_{ij} \rightarrow \min;$$

Tương đương với:

$$\frac{Z_2}{\beta} = L_{12} \cdot (I_{12} + I_{21}) + L_{13} \cdot (I_{13} + I_{31}) + L_{14} \cdot (I_{14} + I_{41}) + L_{15} \cdot (I_{15} + I_{51}) + L_{16} \cdot (I_{61} + I_{16}) + L_{17} \cdot (I_{17} + I_{71})$$

$$\begin{aligned}
&+L_{23} \cdot (I_{23}+I_{32})+L_{24} \cdot (I_{24}+I_{42})+L_{25} \cdot (I_{25}+I_{52})+L_{26} \cdot (I_{62}+I_{26})+I_{27} \cdot (I_{27}+I_{72}) \\
&+L_{34} \cdot (I_{34}+I_{43})+L_{35} \cdot (I_{35}+I_{53})+L_{36} \cdot (I_{63}+I_{36})+L_{37} \cdot (I_{37}+I_{73}) \\
&+L_{45} \cdot (I_{45}+I_{54})+L_{46} \cdot (I_{64}+I_{46})+L_{47} \cdot (I_{47}+I_{74}) \\
&+L_{56} \cdot (I_{65}+I_{56})+L_{57} \cdot (I_{57}+I_{75}) \\
&+L_{67} \cdot (I_{67}+I_{76}) \rightarrow \min;
\end{aligned}$$

Thay số vào ta có:

$$\begin{aligned}
\frac{Z_2}{\beta} &=80,62 \cdot (I_{12}+I_{21})+90,55 \cdot (I_{13}+I_{31})+197,23 \cdot (I_{14}+I_{41})+202,48 \cdot (I_{15}+I_{51}) \\
&+56,57 \cdot (I_{61}+I_{16})+155,242 \cdot (I_{17}+I_{71}) \\
&+106,3 \cdot (I_{21}+I_{32})+161,24(I_{24}+I_{42})+180,28 \cdot (I_{25}+I_{52})+50 \cdot (I_{62}+I_{26})+145,6(I_{27}+I_{72}) \\
&+120,42 \cdot (I_{34}+I_{43})+116,62 \cdot (I_{35}+I_{53})+58,3 \cdot (I_{63}+I_{36})+67,08 \cdot (I_{37}+I_{73}) \\
&+36,06 \cdot (I_{45}+I_{54})+143,18 \cdot (I_{64}+I_{46})+63,24 \cdot (I_{47}+I_{74}) \\
&+152,97 \cdot (I_{65}+I_{56})+50 \cdot (I_{57}+I_{75}) \\
&+110 \cdot (I_{67}+I_{76}) \rightarrow \min;
\end{aligned}$$

2. Lập hệ phương trình ràng buộc

Ta có:

$$\begin{aligned}
I_1 &= \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 1}} = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,28 \text{ (kA)}; \\
I_2 &= \frac{P_2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 2}} = \frac{47}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,274 \text{ (kA)}; \\
I_3 &= \frac{P_3}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 3}} = \frac{46}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,268 \text{ (kA)}; \\
I_4 &= \frac{P_4}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 4}} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,245 \text{ (kA)}; \\
I_5 &= \frac{P_5}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 5}} = \frac{47}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 0,274 \text{ (kA)}; \\
I_7 &= \frac{P_7}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi_{\rho 7}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (kA)};
\end{aligned}$$

- Lấy nhà máy điện thứ nhất (tương ứng với nút thứ 6 trong sơ đồ) làm nút cân bằng công suất . Suy ra ta có hệ phương trình Kiếchchop 1 tại các nút như sau:

+) Nút phụ tải 1:

$$I_{21} + I_{31} + I_{41} + I_{51} + I_{61} + I_{71} - I_{12} - I_{13} - I_{14} - I_{15} - I_{16} - I_{17} = I_1 = 0,28; \quad (1)$$

+) Nút phụ tải 2:

$$I_{12} + I_{32} + I_{42} + I_{52} + I_{62} + I_{72} - I_{21} - I_{23} - I_{24} - I_{25} - I_{26} - I_{27} = I_2 = 0,274; \quad (2)$$

+) Nút phụ tải 3:

$$I_{13} + I_{23} + I_{43} + I_{53} + I_{63} + I_{73} - I_{31} - I_{32} - I_{34} - I_{35} - I_{36} - I_{37} = I_3 = 0,268; \quad (3)$$

+) Nút phụ tải 4:

$$I_{14} + I_{24} + I_{34} + I_{54} + I_{64} + I_{74} - I_{41} - I_{42} - I_{43} - I_{45} - I_{46} - I_{47} = I_4 = 0,245; \quad (4)$$

+) Nút phụ tải 5:

$$I_{15} + I_{25} + I_{35} + I_{45} + I_{65} + I_{75} - I_{51} - I_{52} - I_{53} - I_{54} - I_{56} - I_{57} = I_5 = 0,274; \quad (5)$$

+) Nút nguồn 7:

$$I_{17} + I_{27} + I_{37} + I_{47} + I_{57} + I_{67} - I_{71} - I_{72} - I_{73} - I_{74} - I_{75} - I_{76} = I_7 = 0,926; \quad (6)$$

I. Áp dụng thuật toán đơn hình để tìm phương án tối ưu:

Bước 1: Xuất phát từ phương án có Z_1 min ta có hệ ẩn cơ bản là:

$$(I_{61}, I_{62}, I_{36}, I_{73}, I_{75}, I_{54}) .$$

Biểu diễn các ẩn cơ bản chỉ theo các ẩn không cơ bản:

+) Biểu diễn I_{75} : Rút I_{54} ở phương trình (4) thay vào I_{54} phương trình (5), ta được phương trình mới như sau:

$$I_{75} + I_{14} + I_{15} + I_{24} + I_{25} + I_{34} + I_{35} - I_{41} - I_{42} - I_{43} - I_{46} - I_{47} - I_{51} - I_{52} - I_{53} - I_{56} - I_{57} = 0,519 \quad (7)$$

+) Biểu diễn I_{73} : Lấy I_{75} ở (7) thay vào (6) ta được phương trình mới:

$$I_{73} - I_{14} - I_{15} - I_{17} - I_{24} - I_{25} - I_{27} - I_{34} - I_{35} - I_{37} + I_{41} + I_{42} + I_{43} + I_{46} + I_{51} + I_{52} + I_{53} + I_{56} - I_{63} + I_{64} - I_{67} + I_{71} + I_{72} + I_{76} = 0,407 \quad (8)$$

+) Biểu diễn I_{36} : Lấy I_{73} ở (8) thay vào (3) ta được phương trình mới:

$$I_{36} - I_{13} - I_{14} - I_{15} - I_{23} - I_{24} - I_{25} - I_{27} + I_{31} + I_{32} + I_{41} + I_{42} + I_{46} + I_{51} + I_{52} - I_{53} + I_{56} - I_{63} + I_{64} - I_{67} + I_{71} + I_{72} + I_{76} = 0,139 \quad (9)$$

Khi đó ta có hệ phương trình ràng buộc mới như sau:

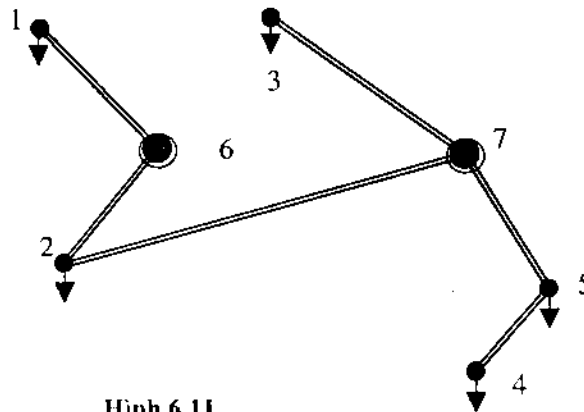
$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{I}_{21} + \dot{I}_{31} + \dot{I}_{41} + \dot{I}_{51} + \dot{I}_{61} + \dot{I}_{71} - \dot{I}_{12} - \dot{I}_{13} - \dot{I}_{14} - \dot{I}_{15} - \dot{I}_{16} - \dot{I}_{17} = \dot{I}_1 = 0,28; \\ \dot{I}_{12} + \dot{I}_{32} + \dot{I}_{42} + \dot{I}_{52} + \dot{I}_{62} + \dot{I}_{72} - \dot{I}_{21} - \dot{I}_{23} - \dot{I}_{24} - \dot{I}_{25} - \dot{I}_{26} - \dot{I}_{27} = \dot{I}_2 = 0,274; \\ \dot{I}_{73} - \dot{I}_{14} - \dot{I}_{15} - \dot{I}_{17} - \dot{I}_{24} - \dot{I}_{25} - \dot{I}_{27} - \dot{I}_{34} - \dot{I}_{35} - \dot{I}_{37} + \dot{I}_{41} + \dot{I}_{42} + \dot{I}_{43} + \\ \quad + \dot{I}_{46} + \dot{I}_{51} + \dot{I}_{52} + \dot{I}_{53} + \dot{I}_{56} - \dot{I}_{64} - \dot{I}_{67} - \dot{I}_{65} + \dot{I}_{71} + \dot{I}_{72} + \dot{I}_{76} = 0,407; \\ \dot{I}_{75} + \dot{I}_{14} + \dot{I}_{15} + \dot{I}_{24} + \dot{I}_{25} + \dot{I}_{34} + \dot{I}_{35} - \dot{I}_{41} - \dot{I}_{42} - \dot{I}_{43} - \dot{I}_{46} - \dot{I}_{47} - \dot{I}_{51} - \\ \quad - \dot{I}_{52} - \dot{I}_{53} - \dot{I}_{56} - \dot{I}_{57} = 0,519; \\ \dot{I}_{36} - \dot{I}_{13} - \dot{I}_{14} - \dot{I}_{15} - \dot{I}_{23} - \dot{I}_{24} - \dot{I}_{25} - \dot{I}_{27} + \dot{I}_{31} + \dot{I}_{32} + \dot{I}_{41} + \dot{I}_{42} + \dot{I}_{46} + \\ \quad + \dot{I}_{51} + \dot{I}_{52} - \dot{I}_{53} + \dot{I}_{56} - \dot{I}_{63} - \dot{I}_{64} - \dot{I}_{65} - \dot{I}_{67} + \dot{I}_{71} + \dot{I}_{72} + \dot{I}_{76} = 0,139; \\ \dot{I}_{54} + \dot{I}_{14} + \dot{I}_{24} + \dot{I}_{34} + \dot{I}_{64} + \dot{I}_{74} - \dot{I}_{41} - \dot{I}_{42} - \dot{I}_{43} - \dot{I}_{45} - \dot{I}_{46} - \dot{I}_{47} = \dot{I}_4 = 0,245; \end{array} \right.$$

Bảng phương pháp đơn hình ta có kết quả tính toán như sau:

Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	56,57	50	58,3	143,18	152,97	110			
			I_{61}	I_{62}	I_{63}	I_{64}	I_{65}	I_{67}			
56,57	I_{61}	0,28	1	0	0	0	0	0			
50	I_{62}	0,274	0	1	0	0	0	0			
58,3	I_{36}	0,139	0	0	-1	-1	-1	-1			
67,08	I_{73}	0,407	0	0	0	-1	-1	-1			
50	I_{75}	0,519	0	0	0	1	1	0			
36,06	I_{54}	0,245	0	0	0	1	0	0			
$\Delta =$			0	0	-117	-182,5	-228,4	-235			
$F1 = 99,72956$											
155,242	145,6	67,08	63,24	50	110	80,62	90,55	197,23	202,48	56,57	155,24
I_{71}	I_{72}	I_{73}	I_{74}	I_{75}	I_{76}	I_{12}	I_{13}	I_{14}	I_{15}	I_{16}	I_{17}
1	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	1	0	-1	-1	-1	0	-1
1	1	1	0	0	1	0	0	-1	-1	0	-1
0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
26,708	29,78	0	22,82	0	15	-87,19	-205,4	-293,1	-334,4	-113,1	-337,19

80,62	106,3	161,24	180,28	50	145,6	90,55	106,3	120,42	116,62	58,3	67,08
I_{21}	I_{23}	I_{24}	I_{25}	I_{26}	I_{27}	I_{31}	I_{32}	I_{34}	I_{35}	I_{36}	I_{37}
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	1	0	0	0	0
0	-1	-1	-1	0	-1	1	1	0	0	0	0
0	0	-1	-1	0	-1	0	0	-1	-1	0	-1
0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
-74,05	-214,6	-250,6	-305,7	-100	-321	24,32	2	-101,4	-133,7	-58,3	-134,2

197,23	161,24	120,42	36,06	143,2	63,24	202,48	180,28	116,62	36,06	153	50
I_{41}	I_{42}	I_{43}	I_{45}	I_{46}	I_{47}	I_{51}	I_{52}	I_{53}	I_{54}	I_{56}	I_{57}
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
1	1	1	0	1	0	1	1	1	0	1	0
-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1
-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	1	0	0
-101,3	-71,92	-139,4	-72,1	-103,9	-149,3	-70,53	-54,9	-99,54	0	-77,59	-100



Hình 6.11

Sau bước 1: Ta loại được I_{36} ra khỏi hệ ẩn cơ bản và tìm được ẩn cơ bản mới để đưa vào hệ là I_{72} , tính được giá trị $F_1 = \frac{Z_2}{\beta} = 99,72956$;

Từ đó ta có hệ ẩn cơ bản mới là $(I_{61}; I_{62}; I_{72}; I_{73}; I_{75}; I_{54})$;

- **Bước 2:** Xuất phát từ hệ ẩn cơ bản mới ta có hệ phương trình ràng buộc mới như sau:

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{21} + I_{31} + I_{41} + I_{51} + I_{61} + I_{71} - I_{12} - I_{13} - I_{14} - I_{15} - I_{16} - I_{17} = I_1 = 0,28 ; \\ I_{62} + I_{12} + I_{13} + I_{14} + I_{15} + I_{17} - I_{21} - I_{26} - I_{31} - I_{36} - I_{41} - I_{46} - I_{51} \\ \quad - I_{56} + I_{63} + I_{64} + I_{65} + I_{67} - I_{71} - I_{76} = 0,135 ; \\ I_{73} + I_{13} + I_{23} + I_{43} + I_{53} + I_{63} - I_{31} - I_{32} - I_{34} - I_{35} - I_{36} - I_{37} = I_3 = 0,268 ; \\ I_{75} + I_{14} + I_{15} + I_{24} + I_{25} + I_{34} + I_{35} - I_{41} - I_{42} - I_{43} - I_{46} - I_{47} - I_{51} - \\ \quad - I_{52} - I_{53} - I_{56} - I_{57} = 0,519 ; \\ I_{72} - I_{13} - I_{14} - I_{15} - I_{23} - I_{24} - I_{25} - I_{27} + I_{31} + I_{32} + I_{36} + I_{41} + I_{42} + I_{46} + \\ \quad + I_{51} + I_{52} - I_{53} + I_{56} - I_{63} - I_{64} - I_{65} - I_{67} + I_{71} + I_{76} = 0,139 ; \\ I_{54} + I_{14} + I_{24} + I_{34} + I_{64} + I_{74} - I_{41} - I_{42} - I_{43} - I_{45} - I_{46} - I_{47} = I_4 = 0,245 ; \end{array} \right.$$

Áp dụng thuật toán đơn hình ta thu được kết quả tính toán như sau:

Hệ số ẩn cơ bản	Tên ẩn cơ bản	Phương án	56,57	50	58,3	143,18	152,97	110
			I_{61}	I_{62}	I_{63}	I_{64}	I_{65}	I_{67}
56,57	I61	0,28	1	0	0	0	0	0
50	I62	0,135	0	1	1	1	1	1
145,6	I72	0,139	0	0	-1	-1	-1	-1
67,08	I73	0,268	0	0	1	0	0	0
50	I75	0,519	0	0	0	1	1	0
36,06	I54	0,245	0	0	0	1	0	0
$\Delta =$			0	0	-87	-152,7	-198,6	-206
$F_2 = 95,59014$								

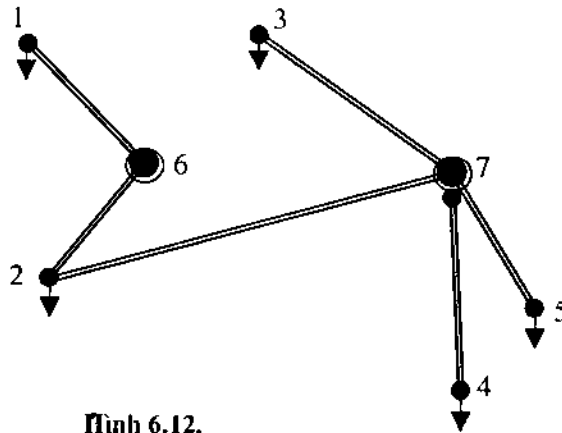
155,242	145,6	67,08	63,24	50	110	80,62	90,55	197,23	202,48	56,57	155,24
I₇₁	I₇₂	I₇₃	I₇₄	I₇₅	I₇₆	I₁₂	I₁₃	I₁₄	I₁₅	I₁₆	I₁₇
1	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
-1	0	0	0	0	-1	1	1	1	1	0	1
1	1	0	0	0	1	0	-1	-1	-1	0	-1
0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
-3,072	0	0	22,82	0	-14	-87,19	-175,6	-263,3	-304,7	-113,1	-307,41

80,62	106,3	161,24	180,28	50	145,6	90,55	106,3	120,42	116,62	58,3	67,08
I₂₁	I₂₃	I₂₄	I₂₅	I₂₆	I₂₇	I₃₁	I₃₂	I₃₄	I₃₅	I₃₆	I₃₇
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
-1	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	-1	0
0	-1	-1	-1	0	-1	1	1	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
-74,05	-184,8	-220,8	-275,9	-100	-291	-5,46	-27,78	-101,4	-133,7	-175,4	-134,2

197,23	63,24	120,42	36,06	143,2	63,24	202,48	180,28	116,62	36,06	153	50
I₄₁	I₄₂	I₄₃	I₄₅	I₄₆	I₄₇	I₅₁	I₅₂	I₅₃	I₅₄	I₅₆	I₅₇
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
-1	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	-1	0
1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1
-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	1	0	0
-131,1	-101,7	-139,4	-72,1	-133,6	-149,3	-100,31	-84,68	-99,54	0	-107,4	-100

Sau bước 2: Ta loại được ẩn I_{54} ra khỏi hệ ẩn cơ bản và tìm được I_{74} để đưa vào hệ ẩn cơ bản, tính được $F_2 = \frac{Z_2}{\beta} = 95,59014$;

Từ đó ta có hệ ẩn cơ bản mới là $(\dot{I}_{61}; \dot{I}_{62}; \dot{I}_{72}; \dot{I}_{73}; \dot{I}_{75}; \dot{I}_{74})$;



Hình 6.12.

Bước 3: Xuất phát từ hệ ẩn cơ bản mới ta có hệ phương trình ràng buộc mới như sau:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{I}_{21} + \dot{I}_{31} + \dot{I}_{41} + \dot{I}_{51} + \dot{I}_{61} + \dot{I}_{71} - \dot{I}_{12} - \dot{I}_{13} - \dot{I}_{14} - \dot{I}_{15} - \dot{I}_{16} - \dot{I}_{17} = \dot{I}_1 = 0,28 \quad ; \\ \dot{I}_{62} + \dot{I}_{12} + \dot{I}_{13} + \dot{I}_{14} + \dot{I}_{15} + \dot{I}_{17} - \dot{I}_{21} - \dot{I}_{26} - \dot{I}_{31} - \dot{I}_{36} - \dot{I}_{41} - \dot{I}_{46} - \dot{I}_{51} \\ \quad - \dot{I}_{56} + \dot{I}_{63} + \dot{I}_{64} + \dot{I}_{65} + \dot{I}_{67} - \dot{I}_{71} - \dot{I}_{76} = 0,135 \quad ; \\ \dot{I}_{73} + \dot{I}_{13} + \dot{I}_{23} + \dot{I}_{43} + \dot{I}_{53} + \dot{I}_{63} - \dot{I}_{31} - \dot{I}_{32} - \dot{I}_{34} - \dot{I}_{35} - \dot{I}_{36} - \dot{I}_{37} = \dot{I}_3 = 0,268 \quad ; \\ \dot{I}_{75} + \dot{I}_{15} + \dot{I}_{25} + \dot{I}_{35} + \dot{I}_{45} + \dot{I}_{65} - \dot{I}_{51} - \dot{I}_{52} - \dot{I}_{53} - \dot{I}_{54} - \dot{I}_{56} - \dot{I}_{57} = \dot{I}_5 = 0,274 \quad ; \\ \dot{I}_{72} - \dot{I}_{13} - \dot{I}_{14} - \dot{I}_{15} - \dot{I}_{23} - \dot{I}_{24} - \dot{I}_{25} - \dot{I}_{27} + \dot{I}_{31} + \dot{I}_{32} + \dot{I}_{36} + \dot{I}_{41} + \dot{I}_{42} + \dot{I}_{46} + \\ \quad + \dot{I}_{51} + \dot{I}_{52} - \dot{I}_{53} + \dot{I}_{56} - \dot{I}_{63} - \dot{I}_{64} - \dot{I}_{65} - \dot{I}_{67} + \dot{I}_{71} + \dot{I}_{76} = 0,139 \quad ; \\ \dot{I}_{74} + \dot{I}_{14} + \dot{I}_{24} + \dot{I}_{34} + \dot{I}_{64} + \dot{I}_{54} - \dot{I}_{41} - \dot{I}_{42} - \dot{I}_{43} - \dot{I}_{45} - \dot{I}_{46} - \dot{I}_{47} = \dot{I}_4 = 0,245 \quad ; \end{array} \right.$$

Áp dụng thuật toán đơn hình ta thu được kết quả tính toán như bảng sau:

Hệ số án cơ bản	Tên án cơ bản	Phương án	56,57	50	58,3	143,18	152,97	110
			I_{61}	I_{62}	I_{63}	I_{64}	I_{65}	I_{67}
56,57	161	0,28	1	0	0	0	0	0
50	162	0,135	0	1	1	1	1	1
145,6	172	0,139	0	0	-1	-1	-1	-1
67,08	173	0,268	0	0	1	0	0	0
50	175	0,274	0	0	0	0	1	0
63,24	174	0,245	0	0	0	1	0	0
$\Delta =$			0	0	-87	-175,5	-198,6	-206
F3 =89,99924								

155,242	145,6	67,08	63,24	50	110	80,62	90,55	197,23	202,48	56,57	155,24
I_{71}	I_{72}	I_{73}	I_{74}	I_{75}	I_{76}	I_{12}	I_{13}	I_{14}	I_{15}	I_{16}	I_{17}
1	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
-1	0	0	0	0	-1	1	1	1	1	0	1
1	1	0	0	0	1	0	-1	-1	-1	0	-1
0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
-3,072	0	0	0	0	-14	-87,19	-175,6	-286,2	-304,7	-113,1	-307,41

80,62	106,3	161,24	180,28	50	145,6	90,55	106,3	120,42	116,62	58,3	67,08
I_{21}	I_{23}	I_{24}	I_{25}	I_{26}	I_{27}	I_{31}	I_{32}	I_{34}	I_{35}	I_{36}	I_{37}
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
-1	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	-1	0
0	-1	-1	-1	0	-1	1	1	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
-74,05	-184,8	-243,6	-275,9	-100	-291	-5,46	-27,78	-124,3	-133,7	-175,4	-134,2

197,23	161,24	120,42	36,06	143,2	63,24	202,48	180,28	116,62	36,06	153	50
I_{41}	I_{42}	I_{43}	I_{45}	I_{46}	I_{47}	I_{51}	I_{52}	I_{53}	I_{54}	I_{56}	I_{57}
1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
-1	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	-1	0
1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	0	1	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1
-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	1	0	0
-108,3	-78,88	-116,58	-49,3	-110,8	-126,48	-100,31	-84,68	-99,54	-22,82	-107,4	-100

Sau bước thứ 3: Ta thu được $F_1 = \frac{Z_2}{\beta} = 89,99924$ là giá trị nhỏ nhất của mọi phương án, không thể tìm thấy phương án nào có $\frac{Z_2}{\beta} < 89,99924$, vì mọi giá trị của Δ đều nhỏ hơn hoặc bằng không (0) nên nếu ta tăng giá trị của bất kì một ẩn không cơ bản nào cũng đều dẫn đến việc tăng giá trị của hàm mục tiêu $\frac{Z_2}{\beta}$ tương đương với việc tăng hàm chi phí tổn thất điện năng Z_2 .

Kết luận: Phương án có hàm chi phí tổn thất điện năng bé nhất là phương án mà cây bao trùm của nó gồm các cạnh:

$$(L_{61}; L_{62}; L_{72}; L_{73}; L_{75}; L_{74});$$

6.4.3.6. Xây dựng cây phương án và tìm phương án tối ưu theo phương pháp cận và nhánh

- Theo đầu bài ta có:

Hệ số không phụ thuộc vào F_{dd} : $A = 400000000$ VNĐ/km.

Hệ số phụ thuộc vào F_{dd} : $B = 410000$ VNĐ/km.mm²;

Thời gian sử dụng công suất lớn nhất τ_{max} : $T_{max} = 4200$ h.

Giá điện năng tổn thất: $c = 500$ VNĐ/kWh.

Suy ra thời gian tổn thất điện năng lớn nhất τ là:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2592,4 \text{ h.}$$

Do hệ thống truyền tải điện năng ở cấp điện áp $U = 110 \text{ kV}$ cho nên ta sử dụng dây dẫn là dây nhôm lõi thép, kí hiệu AC, có $J_{kt} = 1,1 \text{ A/mm}^2$, có điện trở suất $\rho = 31,5 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$, có tiết diện nhỏ nhất $F_{\min} = 70 \text{ mm}^2$.

Suy ra:

Chi phí xây dựng đường dây từ i tới j là:

$$K_{ij} = \left(A + B \cdot \frac{I_{ij}}{J_{kt}} \right) \cdot L_{ij};$$

Chi phí tổn thất điện năng trên đường dây từ i tới j là:

$$Y_{\Delta\Delta_{ij}} = 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot I_{ij} \cdot L_{ij} \cdot J_{kt};$$

Tuy nhiên do tính chất của phụ tải là hộ loại 1, phải dùng dây kép để truyền tải cho nên:

$$K_{ij} = 2 \cdot \left(A + B \cdot \frac{I_{ij}}{J_{kt}} \right) \cdot L_{ij};$$

$$Y_{\Delta\Delta_{ij}} = 2 \cdot 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot I_{ij} \cdot L_{ij} \cdot J_{kt}; \quad (I_{ij} \text{ là dòng điện chạy trong một dây dẫn đơn}).$$

Khi đó hàm chi phí tính toán của đường dây từ i tới j là:

$$Z_{ij} = 2 \cdot a \cdot \left(A + B \cdot \frac{I_{ij}}{J_{kt}} \right) \cdot L_{ij} + 2 \cdot 3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot c \cdot I_{ij} \cdot L_{ij} \cdot J_{kt};$$

Suy ra:

$$Z_{ij} = \bar{A} \cdot L_{ij} + \bar{\beta} \cdot L_{ij} \cdot I_{ij};$$

Với $\bar{A} = 2 \cdot a \cdot A;$

$$\bar{\beta} = 2 \cdot \left(\frac{a \cdot B}{J_{kt}} + 3 \cdot \rho \cdot \zeta \cdot c \cdot J_{kt} \right);$$

Thay số vào ta được:

$$\bar{A} = 2 \cdot (0,04 + 0,125) \cdot 400 \cdot 10^6 = 132 \cdot 10^6 \text{ VNĐ/km.}$$

$$\bar{\beta} = 2 \cdot \left(\frac{a \cdot B}{J_{kt}} + 3 \cdot \rho \cdot \zeta \cdot c \cdot J_{kt} \right) = 2 \cdot 134801490 = 269602980 \text{ VNĐ/km.}$$

Từ giá trị của \bar{A} và $\bar{\beta}$ ta có thể tính được các giá trị chi phí cận của hệ thống đã cho.

Ta có:

$$W_1 = \min Z_1 = \sum_{i,j=1}^n \bar{A}.L_{ij} = 318,01.132.10^6 = 4,1978.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

$$W_2 = \min Z_2 = 0,5. \sum_{i,j=1}^n \bar{\beta}.L_{ij}.I_{ij} = 0,5.269602980. 89,999 = 1,213.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

$$W = W_1 + W_2 = 4,197.10^{10} + 1,2132.10^{10} = 5,411.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

W là giá trị chi phí không thể nhỏ hơn của bất kì một phương án nào và hàm chi phí tính toán của phương án chỉ bằng W khi phương án đó vừa là phương án có chi phí vốn đầu tư nhỏ nhất vừa là phương án có chi phí tổn thất điện năng nhỏ nhất.

• **Sử dụng phương pháp cận và nhánh để tìm cấu trúc tối ưu:**

Đầu tiên ta xây dựng cây phương án như hình 6-11.

Ứng với điểm O ban đầu của cây phương án đi về phía phải với các nhánh có chiều dài tăng dần sao cho tạo thành cây bao trùm nhỏ nhất .

Điểm O là điểm tập hợp các cây phương án, có $n^{(n-2)}$ phương án.

Bước 1: F là tập hợp các cạnh của cây bao trùm nhỏ nhất .

Tại F ta có $Z_F = Z_{1F} + Z_{2F}$;

Với: $Z_{1F} = W_1 = 4,197864.10^{10} \text{ VNĐ.}$

$$Z_{2F} = 0,5. \sum_{i,j=1}^n \bar{\beta}.L_{ij}.I_{ij} = 0,5. \bar{\beta} . F1 = 0,5. \bar{\beta} . 99,72956 = 1,34437.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Suy ra:

$$Z_F = Z_{1F} + Z_{2F} = 4,197864.10^{10} + 1,34437.10^{10} = 5,54223.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Lấy Z_F làm mốc để so sánh hàm chi phí tính toán Z của các phương án khác.

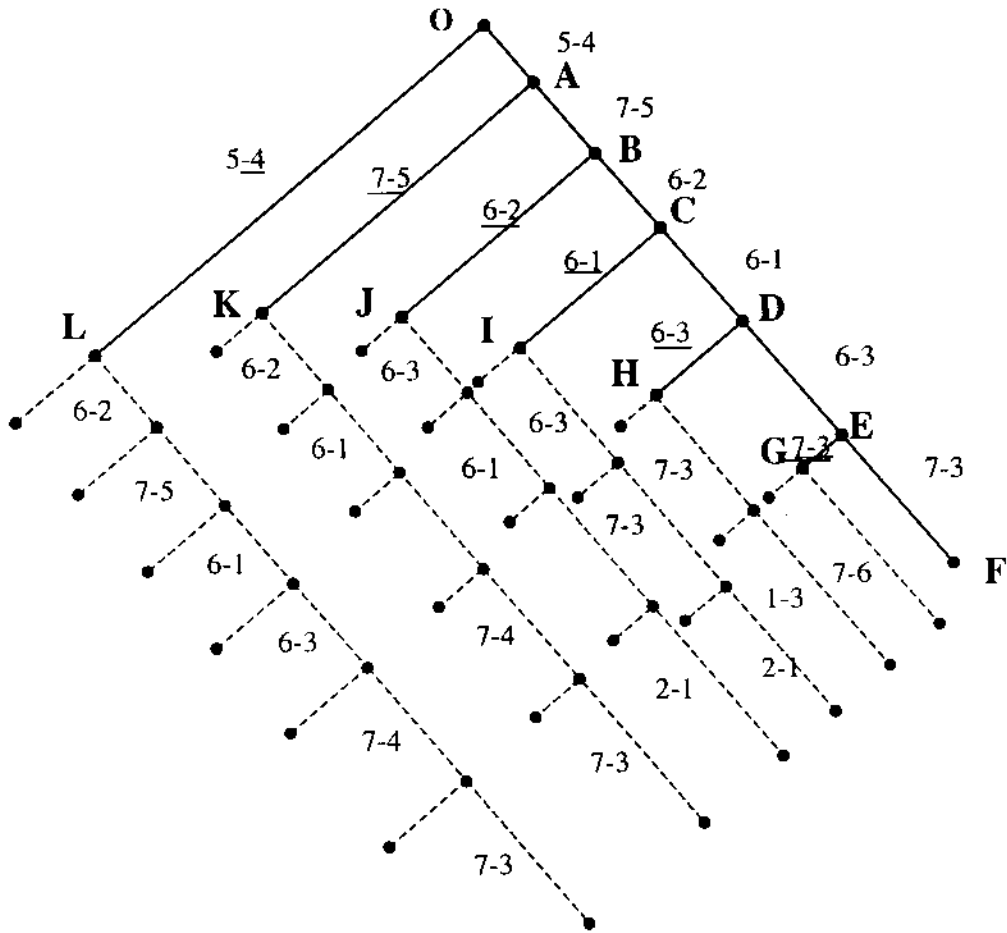
Bước 2: Từ đỉnh F đi lên E , từ E rẽ trái . Nguyên tắc rẽ trái là bỏ qua nhánh vừa đi lên (7-3) được đỉnh G.

G là cây bao trùm nhỏ nhất với điều kiện là không chứa cạnh (7-3).

G bao gồm các cạnh:

Cạnh 5 4 dài: 36.060 km

Cạnh 6 1	dài: 56.570 km
Cạnh 6 2	dài: 50.000 km
Cạnh 6 3	dài: 58.300 km
Cạnh 7 5	dài: 50.000 km
Cạnh 7 6	dài: 110.000 km



Hình 6.13. Cây phương án.

Ta có:

$$Z_G = Z_{1G} + Z_{2G} ;$$

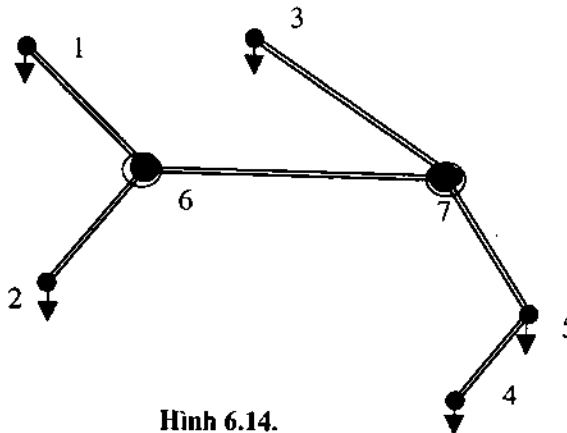
Lấy $Z_{2G} \cong \min Z_2 = W_2 ;$

$$Z_{1G} = \sum_{i,j=1}^n \bar{A} \cdot L_{ij} = 360,93 \cdot 132 \cdot 10^6 = 4,7642 \cdot 10^{10} \text{ VND.}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_G &= Z_{1G} + Z_{2G} = 4,7642 \cdot 10^{10} + W_2 = 4,7642 \cdot 10^{10} + 1,2132 \cdot 10^{10} \\ &= 5,97747 \cdot 10^{10} \text{ VND.} \end{aligned}$$

Vì $Z_G > Z_F$ nên Z_G không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.



Hình 6.14.

Bước 3: Từ đỉnh G đi lên đỉnh D và rẽ trái đến H.

H là cây bao trùm nhỏ nhất có các cạnh (6-4; 7-5; 6-2; 6-1) nhưng không có cạnh (6-3) và có thể có cạnh (7-3).

- H bao gồm các cạnh:

Cạnh 3 1	dài: 90,550 km
Cạnh 5 4	dài: 36,060 km
Cạnh 6 1	dài: 56,570 km
Cạnh 6 2	dài: 50,000 km
Cạnh 7 3	dài: 67,080 km
Cạnh 7 5	dài: 50,000 km

Ta có:

$$Z_H = Z_{1H} + Z_{2H};$$

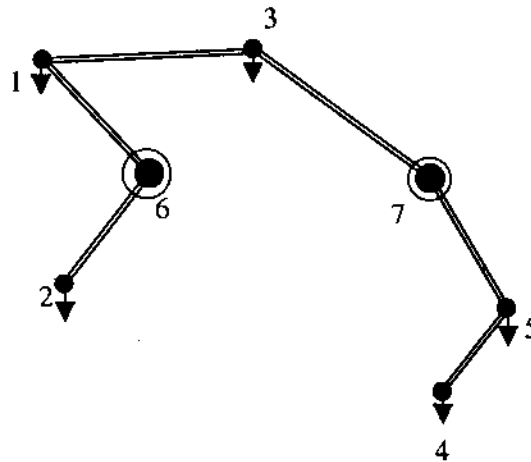
Lấy $Z_{2H} \equiv \min Z_2 = W_2$;

$$Z_{1H} = \sum_{i,j=1}^n \bar{A}.L_{ij} = 350,26.132.10^6 = 4,623432.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_H &= Z_{1H} + W_2 = 4,623432.10^{10} + W_2 = 4,623432.10^{10} + 1,213276.10^{10} \\ &= 5,836708.10^{10} \text{ VNĐ.} \end{aligned}$$

Vì $Z_H > Z_F$ nên Z_H không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.



Hình 6.15.

- **Bước 4:** Từ đỉnh H đi lên đỉnh C rồi rẽ trái đến đỉnh I.

I là cây bao trùm nhỏ nhất chứa các cạnh (6-4; 7-5; 6-2) mà không có cạnh (6-1) nhưng có thể có cạnh (6-3; 7-3).

- I bao gồm các cạnh:

Cạnh	2	1	đài:	80.620 km
Cạnh	5	4	đài:	36.060 km
Cạnh	6	2	đài:	50.000 km
Cạnh	6	3	đài:	58.300 km
Cạnh	7	3	đài:	67.080 km
Cạnh	7	5	đài:	50.000 km

Ta có:

$$Z_1 = Z_{11} + Z_{21} ;$$

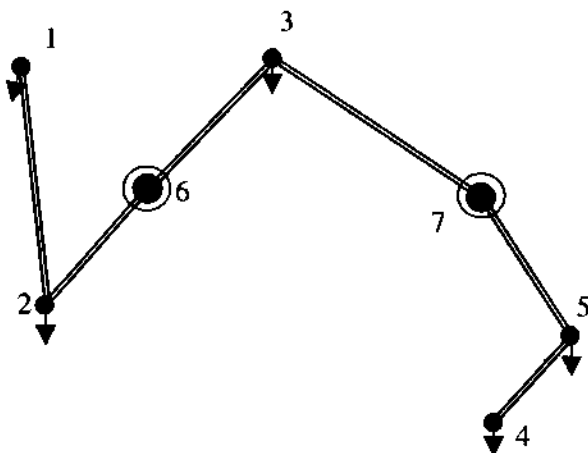
$$\text{Lấy } Z_{21} \cong \min Z_2 = W_2 ;$$

$$Z_{11} = \sum_{i,j=1}^n \bar{A}.L_{ij} = 342,06 \cdot 132 \cdot 10^6 = 4,515192 \cdot 10^{10} \text{ VNĐ}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_{11} + Z_{21} = 4,515192 \cdot 10^{10} + W_2 = 4,515192 \cdot 10^{10} + 1,2132 \cdot 10^{10} \\ &= 5,72846 \cdot 10^{10} \text{ VNĐ.} \end{aligned}$$

Vì $Z_1 > Z_T$ nên Z_1 không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.



Hình 6.16.

- **Bước 5:** Từ đỉnh I đi lên đỉnh B rồi rẽ trái đến đỉnh J .

J là tập hợp các cạnh của cây bao trùm nhỏ nhất có điều kiện là không chứa cạnh (6-2).

- J bao gồm các cạnh:

Cạnh 2 1	dài: 80.620 km
Cạnh 5 4	dài: 36.060 km
Cạnh 6 1	dài: 56.570 km
Cạnh 6 3	dài: 58.300 km
Cạnh 7 3	dài: 67.080 km

Cạnh 7 5 dài: 50.000 km

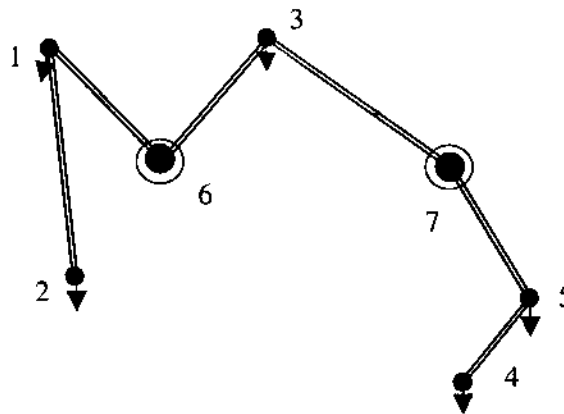
Ta có: $Z_j = Z_{1j} + Z_{2j}$;

Lấy $Z_{2j} \equiv \min Z_2 = W_2$;

$$Z_{1j} = \sum_{i,j=1}^n \bar{A} \cdot L_{ij} = 348,63 \cdot 132 \cdot 10^6 = 4,601916 \cdot 10^{10} \quad \text{VNĐ}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_j = Z_{1j} + Z_{2j} &= 4,601916 \cdot 10^{10} + W_2 = 4,601916 \cdot 10^{10} + 1,2132 \cdot 10^{10} \\ &= 5,815192 \cdot 10^{10} \text{ VNĐ.} \end{aligned}$$



Hình 6.17

Vì $Z_j > Z_i$ nên Z_j không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.

- **Bước 6:** Từ đỉnh J đi lên đỉnh A, rẽ nhánh sang trái tới đỉnh K.

K là tập hợp các cạnh của cây bao trùm nhỏ nhất có điều kiện là không chứa cạnh (7-5).

- K bao gồm các cạnh:

Cạnh 5 4	dài: 36.060	km
Cạnh 6 1	dài: 56.570	km
Cạnh 6 2	dài: 50.000	km
Cạnh 6 3	dài: 58.300	km
Cạnh 7 3	dài: 67.080	km

Cạnh 7 4 dài: 63.240 km

Ta có:

$$Z_K = Z_{1K} + Z_{2K} ;$$

Lấy $Z_{2K} \equiv \min Z_2 = W_2 ;$

$$Z_{1K} = \sum_{i,j=1}^n A.L_{ij} = 331,25 \cdot 132 \cdot 10^6 = 4,3725 \cdot 10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_K &= Z_{1K} + Z_{2K} = 4,3725 \cdot 10^{10} + W_2 = 4,3725 \cdot 10^{10} + 1,2132 \cdot 10^{10} \\ &= 5,585776 \cdot 10^{10} \quad \text{VNĐ.} \end{aligned}$$

Vì $Z_K > Z_I$, nên Z_K không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.

- **Bước 7:** Từ đỉnh K đi lên đỉnh O và rẽ trái đến L.

L là tập hợp các cạnh của cây bao trùm nhỏ nhất có điều kiện là không có cạnh (6-4).

- L bao gồm các cạnh:

Cạnh 6 1 dài: 56.570 <km>.

Cạnh 6 2 dài: 50.000 <km>.

Cạnh 6 3 dài: 58.300 <km>.

Cạnh 7 3 dài: 67.080 <km>.

Cạnh 7 4 dài: 63.240 <km>.

Cạnh 7 5 dài: 50.000 <km>.

Ta có: $Z_L = Z_{1L} + Z_{2L} ;$

Lấy $Z_{2L} \equiv \min Z_2 = W_2 ;$

$$Z_{1L} = \sum_{i,j=1}^n \bar{A}.L_{ij} = 345,19 \cdot 132 \cdot 10^6 = 4,556508 \cdot 10^{10} \quad \text{VNĐ.}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} Z_L &= Z_{1L} + Z_{2L} = 4,556508 \cdot 10^{10} + W_2 = 4,556508 \cdot 10^{10} + 1,2132 \cdot 10^{10} \\ &= 5,769764 \cdot 10^{10} \quad \text{VNĐ.} \end{aligned}$$

Vì $Z_L > Z_I$, nên Z_L không được chọn làm mốc để so sánh tiếp.

Do từ O đi sang L không tồn tại phương án tối ưu cho nên không thể tiến hành cải tiến để tìm phương án tối ưu hơn nữa, dẫn đến quá trình tối ưu bị dừng lại.

Kết luận:

Phương án tối ưu là phương án bao gồm các cạnh:

Cạnh 5 4	đài: 36.060 km
Cạnh 6 1	đài: 56.570 km
Cạnh 6 2	đài: 50.000 km
Cạnh 6 3	đài: 58.300 km
Cạnh 7 3	đài: 67.080 km
Cạnh 7 5	đài: 50.000 km

Đây chính là phương án có hàm chi phí vốn đầu tư xây dựng cực tiểu.

Phương án này có $Z_1 = W_1 = 318,01.132.10^6 = 4,197864.10^{10}$ VNĐ.

$$Z_2 = 0,5 \cdot \bar{\beta} \cdot 99,72956 \cong 1,35.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Tổng chi phí tính toán của phương án là:

$$Z = Z_1 + Z_2 = 4,197864.10^{10} + 1,35.10^{10} = 5,55.10^{10} \text{ VNĐ.}$$

Chương 7

QUI HOẠCH MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG

§7.1. KHÁI NIỆM CHUNG

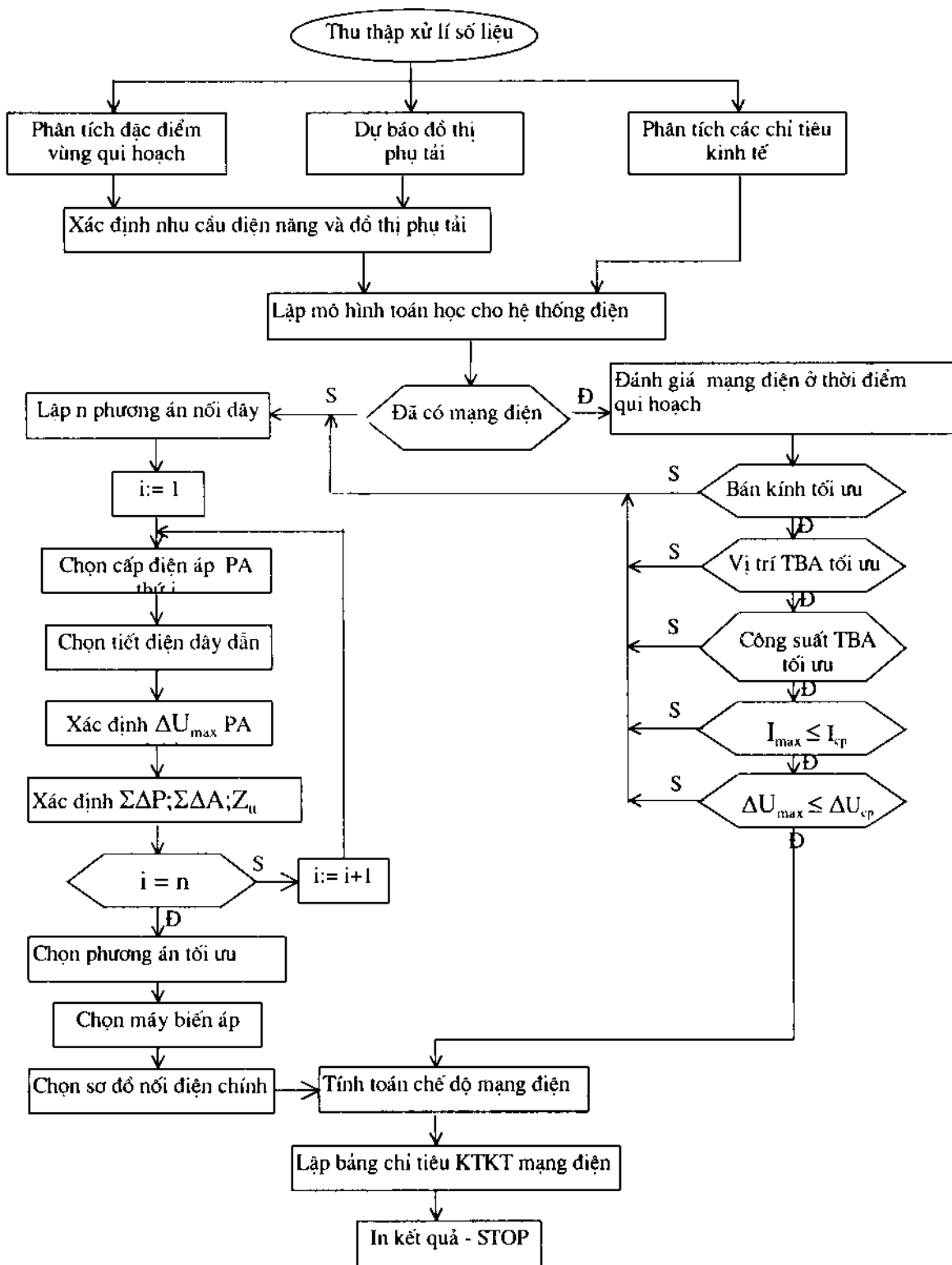
Mạng điện địa phương là mạng điện phân phối cho một địa phương hoặc một khu vực phụ tải không lớn lắm ví dụ như một tỉnh, một khu vực nhỏ như khu công nghiệp, vùng mỏ, nông trường lớn, ngoại ô các thành phố và mạng điện thành phố. Thông thường để phân phối điện năng trong mạng điện địa phương người ta hay sử dụng lưới trung áp tức là lưới điện có cấp điện áp 6; 10; 22; 35 kV.

Do mạng điện địa phương là mạng điện trực tiếp phân phối điện năng cho các phụ tải nên mạng điện địa phương cũng không ngừng phát triển theo phụ tải. Chính vì vậy công tác qui hoạch mạng điện địa phương cần phải tiến hành liên tục. Thông thường người ta tiến hành lập qui hoạch cho thời gian 5-7 năm, có tính đến sự phát triển trong tương lai và có xét đến kế hoạch trước mắt 2-3 năm.

Sau khi đã có qui hoạch về lưới điện khu vực, người ta mới tiến hành qui hoạch mạng điện địa phương. Mục đích của qui hoạch mạng điện địa phương là xác định nhu cầu điện năng của địa phương trong tương lai theo thời gian dự định làm qui hoạch, dựa trên kết cấu của mạng điện khu vực, các phụ tải đã dự kiến của địa phương và dựa vào kết cấu có sẵn từ trước để tiến hành xác định các phương án cung cấp điện và lựa chọn phương án tối ưu. Sau đó, trên cơ sở của mạng điện đã lựa chọn, tiến hành các bước tính toán thiết kế kĩ thuật như lựa chọn sơ đồ đấu dây, vạch các tuyến đường, xác định tiết diện dây dẫn, lựa chọn máy biến áp, tính toán các chỉ tiêu kinh tế- kĩ thuật của mạng điện vừa thiết kế.

Qui hoạch mạng điện địa phương có liên quan đến nhiều qui hoạch khác như qui hoạch dân cư, qui hoạch đô thị, qui hoạch phát triển nông thôn, qui hoạch phát triển công nghiệp và thủ công nghiệp địa phương và đặc biệt quan trọng là nó có liên quan trực tiếp tới mạng điện đã có sẵn từ trước v.v...

Các số liệu đầu vào của qui hoạch mạng điện địa phương ảnh hưởng rất nhiều đến độ chính xác của bản qui hoạch nên cần coi trọng công tác thu thập và xử lí số liệu.



Hình 7.1. Sơ đồ khối qui hoạch mạng điện địa phương.

Qui hoạch mạng điện địa phương một cách đúng đắn và hoàn chỉnh sẽ không những giúp địa phương có được những định hướng phát triển kinh tế xã hội ở địa phương mà còn giúp cho trung ương có những số liệu chính xác để hiệu chỉnh qui hoạch tổng thể tốt hơn.

Việc lập qui hoạch mạng điện địa phương ở nước ta hiện nay còn chưa được coi trọng đúng mức nên còn gặp phải một số khó khăn như: nhiều hệ số, chỉ tiêu, tiêu chuẩn chưa xác định rõ ràng, các số liệu thống kê còn thiếu và chưa chính xác, các qui hoạch khác của địa phương và mạng điện có sẵn ở địa phương còn chấp vá, chưa đồng bộ v.v...

Việc lập qui hoạch mạng điện địa phương là một công việc rất phức tạp và khó. Có thể tóm tắt các công việc chính và trình tự tiến hành cũng như mối quan hệ giữa các công việc đó như sơ đồ khối hình 7.1.

§7.2. NỘI DUNG CHÍNH CỦA QUÁ TRÌNH LẬP QUI HOẠCH MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG

Để lập qui hoạch mạng điện địa phương ta cần tiến hành các bước chính như sau:

1. Tìm hiểu tình hình địa phương.
2. Dự báo nhu cầu điện năng và đồ thị phụ tải của địa phương.
3. Xác định phương hướng sử dụng nguồn điện trung ương và nguồn điện địa phương.
4. Xác định cấu trúc của mạng điện địa phương.
5. Tính toán chế độ để đánh giá các chỉ tiêu của mạng điện.

Ta sẽ lần lượt nghiên cứu các bước đó:

7.2.1. Tìm hiểu tình hình địa phương

Tìm hiểu tình hình địa phương nhằm mục đích có được những thông tin cần thiết về nhu cầu và phương hướng sử dụng điện ở địa phương, tình hình và đặc điểm của địa phương về các mặt có liên quan đến vấn đề qui hoạch mạng điện như sau:

7.2.1.1. Dân cư

Ta cần nắm được tổng dân số của địa phương, mức tăng dân số theo thời gian, phân loại và phân bố dân cư, trình độ văn hoá và mức sống bình quân, tập quán chung, vấn đề nhà ở, phân bố lao động trong kinh tế v.v... Cần có bản đồ chi tiết về phân bố dân cư trong địa phương ở năm qui hoạch để có cơ sở lập qui hoạch phân phối điện cho sinh hoạt cũng như để vạch tuyến dây cho chính xác.

7.2.1.2. Sự phát triển của các ngành kinh tế ở địa phương

Cần quan tâm đúng mức về các mặt sau:

- Công nghiệp - bao gồm các số liệu về thực trạng và dự kiến phát triển của công nghiệp địa phương, các ngành nghề tiểu thủ công, các xí nghiệp của trung ương tại địa phương, các tiềm năng về năng lượng sơ cấp và khoáng sản ở địa phương, các dự án xây dựng của Trung ương dự kiến đặt tại địa phương...

- Nông nghiệp - bao gồm diện tích canh tác, cốt đất, phân vùng trồng trọt. Mức độ hạn úng và diện tích cần chống hạn, úng. Kế hoạch xây dựng các trạm bơm. Các loại cây trồng chính ở địa phương, sản lượng lúa, hoa màu. Tình hình chăn nuôi, nghề phụ v.v...

- Giao thông vận tải - bao gồm các thông tin về thực trạng và kế hoạch phát triển giao thông vận tải ở địa phương. Cụ thể là bản đồ chi tiết về các loại đường giao thông ở địa phương như đường bộ, đường thủy, đường sắt và đường hàng không (nếu có), kế hoạch của trung ương và của địa phương về phát triển giao thông tại địa phương và các vùng lân cận địa phương, các cơ sở phục vụ cho giao thông như nhà ga, bến bãi, trạm sửa chữa phương tiện giao thông v.v...

7.2.1.3. Địa lí

Bản đồ chi tiết về địa lí của địa phương có chỉ rõ địa hình cụ thể của hồ ao, sông ngòi, bãi lầy, đồi núi, rừng cây, đường giao thông, khu dân cư... để giúp cho việc vạch tuyến các đường dây tải điện và lựa chọn vị trí các trạm biến áp được chính xác. Chất đất và điện trở suất của đất. Điều kiện khí hậu, thủy văn như cấp gió khi bão, tình hình về lượng sét trung bình hàng năm, nhiệt độ cao nhất, thấp nhất hàng năm v.v...

7.2.1.4. Mạng điện đã có sẵn ở địa phương

Trước hết cần phân tích và đánh giá các nguồn điện có thể khai thác ở địa phương như thủy điện nhỏ, nhiệt điện, phong điện, điện địa nhiệt v.v... Đối với lưới điện địa phương được cung cấp từ lưới điện Quốc gia đã có sẵn ở địa phương cần quan tâm đến sơ đồ lưới điện từ trước khi qui hoạch, các điểm đấu vào mạng điện khu vực, vị trí và công suất của các trạm biến áp trung gian, khả năng phát triển của trạm biến áp trung gian, kết cấu cụ thể của các đường dây tải điện, các bộ phận có thể tận dụng được của mạng điện cũ v.v... Cần đánh giá được khả năng mang tải của mạng điện bao gồm khả năng mang tải của các trạm biến áp và khả năng mang tải của đường dây.

Khả năng mang tải của trạm biến áp được thể hiện ở hệ số mang tải trung bình k_m được tính như sau:

$$k_{mi} = \frac{P_{tb}}{P_{dm}}$$

trong đó: P_{tb} , P_{dm} là công suất tiêu thụ trung bình và công suất định mức của máy biến áp.

Khả năng mang tải của đường dây được thể hiện bằng tỉ số giữa mật độ dòng điện lớn nhất và mật độ dòng điện kinh tế của đường dây.

7.2.2. Dự báo nhu cầu điện năng và đồ thị phụ tải của địa phương

7.2.2.1. Dự báo nhu cầu điện năng của mạng điện địa phương

Phương pháp dự báo nhu cầu điện năng đã được trình bày ở chương 2. Ở đây chỉ đề cập đến một số nét riêng biệt khi xác định nhu cầu điện năng của mạng điện địa phương. Đối với mạng điện địa phương, do việc dự báo của các ngành kinh tế ở địa phương là đơn giản và ít biến động nên người ta thường sử dụng phương pháp tính trực tiếp để xác định nhu cầu điện năng. Ta có thể dựa trên kế hoạch phát triển của các ngành của địa phương, từ sản lượng hàng năm để suy ra nhu cầu điện năng của các khu vực, các ngành kinh tế khác nhau. Chẳng hạn, từ tổng sản lượng, qua hệ số nhu cầu K_{nc} (kWh/đơn vị sản phẩm) tính ra nhu cầu điện năng, hoặc từ tổng diện tích ruộng đất cần chống hạn, ứng thông qua hệ số tưới tiêu (kWh/ha ruộng đất) tùy theo vùng núi, trung du hay đồng bằng, tính ra nhu cầu cho tưới tiêu.

7.2.2.2. Xác định phụ tải

Phụ tải điện là số liệu ban đầu rất quan trọng để thiết kế mạng điện và tính toán các chế độ của mạng điện. Từ giá trị phụ tải, xác định được công suất lớn nhất cần trang bị, công suất và số lượng của các máy biến áp, cấp điện áp của mạng, tiết diện dây dẫn, tính toán tổn thất công suất, tổn thất điện năng, tổn thất điện áp và chọn phương thức điều chỉnh điện áp trong mạng v.v... Xác định phụ tải điện là giai đoạn đầu tiên của công tác qui hoạch mạng điện, nhằm mục đích lựa chọn và kiểm tra các phần tử của mạng điện theo điều kiện kĩ thuật và các chỉ tiêu kinh tế. Việc lựa chọn hợp lí sơ đồ và các phần tử của mạng điện theo các chỉ tiêu kinh tế kĩ thuật của nó (vốn đầu tư, phí tổn vận hành hàng năm, chi phí qui đổi, tổn thất điện năng...) đều phụ thuộc vào sự đánh giá đúng đắn kì vọng toán (giá trị trung bình) của phụ tải điện.

Phụ tải điện có các tham số chính như sau:

1. Công suất định mức

Công suất định mức P_{dm} (hay công suất danh định) của thiết bị điện là công suất tác dụng được thiết kế ứng với các điều kiện chuẩn do nhà chế tạo ghi trên nhãn (hoặc trong lí lịch) của thiết bị. Khi làm việc với công suất định mức thì tuổi thọ của nó sẽ không ít hơn tuổi thọ

định mức. Đối với một số thiết bị, đôi khi người ta lại dùng công suất định mức là công suất toàn phần S (ví dụ như máy biến áp hàn, lò điện cảm ứng v.v...). Riêng đối với động cơ điện thì công suất ghi trên biển máy là công suất đưa ra trên trục động cơ khi điện áp đặt vào là định mức. Như vậy nếu kể cả tổn hao thì công suất điện phải cung cấp cho động cơ phải lớn hơn và được tính như sau:

$$P_{dm} = \frac{P_{ll}}{\eta}$$

trong đó: P_{ll} - công suất ghi trong lí lịch động cơ hay trên nhãn động cơ;

η - hệ số hiệu dụng động cơ, (thường chọn từ 0,85 đến 0,87).

2. Công suất đặt

Công suất đặt P_d là tổng công suất định mức của một nhóm thiết bị, nó được xác định theo biểu thức:

$$P_d = \sum \frac{P_{dm}}{\eta_i}$$

trong đó: P_d , P_{dmi} - công suất đặt và công suất định mức của thiết bị điện thứ i;

η_i - hệ số hiệu dụng của thiết bị điện thứ i.

3. Công suất trung bình

Có thể xác định phụ tải trung bình sau một khoảng thời gian t theo chỉ số công tơ đo điện năng tác dụng và phản kháng nhờ các biểu thức sau:

$$P_{tb} = \frac{A_p}{t}; \quad Q_{tb} = \frac{A_Q}{t}; \quad S_{tb} = \sqrt{P_{tb}^2 + Q_{tb}^2}$$

trong đó A_p , A_q là điện năng tác dụng và phản kháng của nhóm thiết bị sau thời gian t.

Công suất trung bình dùng để xác định phụ tải tính toán và tổn hao điện năng.

4. Công suất cực đại

Công suất cực đại P_m , Q_m , S_m là trị số lớn nhất trong các trị số trung bình có được trong một khoảng thời gian khảo sát nào đó. Đôi khi, để tính chính xác, phải coi giá trị của công suất cực đại là hàm số của thời gian.

Theo thời gian người ta chia ra hai dạng công suất cực đại:

a. Công suất cực đại dài hạn trong những khoảng thời gian khác nhau(10, 30, 60 phút v.v...) dùng để chọn các phần tử của hệ thống cung cấp điện theo điều kiện phát nóng và tính công suất cực đại trên các phần tử đó.

b. Công suất cực đại ngắn hạn (hay công suất đỉnh) trong thời gian 1 đến 2 giây, dùng để chọn dây chảy của cầu chì, kiểm tra điều kiện mở máy các động cơ công suất lớn, tính dòng khởi động của rơle bảo vệ. Từ công thức tính nhu cầu điện năng: $A = P_m \cdot T_{max}$ nếu đã biết nhu cầu điện năng A thì có thể suy ra công suất cực đại P_m ứng với giá trị T_{max} là thời gian sử dụng công suất cực đại. Trong bước tính sơ bộ, T_{max} thường lấy ứng với các trị số trong bảng 7-1.

Bảng 7.1 Giá trị của T_{max}

Loại phụ tải	T_{max} (h/năm)
Phụ tải sinh hoạt	2500 - 3500
Trường học	1000 - 1500
Bệnh viện	1900 - 2200
Khách sạn lớn	4800 - 5000
Xí nghiệp 1 ca	2000 - 3000
Xí nghiệp 2 ca	4000 - 5000
Xí nghiệp 3 ca	5000 - 6000

Phụ tải có thể biểu diễn dưới dạng công suất tác dụng P(kW), phản kháng Q(kVAr), toàn phần S(kVA) hoặc biểu diễn bằng dòng điện I(A).

5. Công suất tính toán

Công suất tính toán P_{tt} là công suất giả thiết lâu dài không đổi, tương đương (về mặt phát nóng cực đại) với công suất thực tế luôn biến đổi. P_{tt} là một số liệu rất quan trọng để thiết kế hệ thống cung cấp điện, vì nếu chọn các thiết bị điện theo P_{tt} thì có thể đảm bảo an toàn về mặt phát nóng cho các thiết bị đó trong mọi trạng thái vận hành. P_{tt} có giá trị trong khoảng:

$$P_{th} \leq P_{tt} \leq P_M$$

Nhưng thông thường người ta lấy $P_{tt} = P_M$. Vì vậy khi nói đến công suất tính toán có thể coi đó là công suất cực đại.

7.2.2.3. Xác định đồ thị phụ tải

Đồ thị phụ tải là đặc tính thay đổi theo thời gian của phụ tải. Người ta chia đồ thị phụ tải thành các loại là: đồ thị phụ tải ngày điển hình mùa đông và mùa hè (hình 7-2a và 7-2b), đồ thị phụ tải hàng năm (hình 7-2c) hoặc đồ thị phụ tải hàng năm của phụ tải lớn nhất hàng ngày (hình 7-3).

a) Xác định đồ thị phụ tải ngày

Đồ thị phụ tải ngày có hình dạng phụ thuộc vào loại hộ phụ tải (công nghiệp, nông nghiệp, chiếu sáng v.v...), tình trạng làm việc của phụ tải (2 ca, 3 ca, mùa đông, mùa hè, thời vụ v.v...), các đặc điểm kinh tế, xã hội, tự nhiên của các vùng cung cấp điện. Đồ thị phụ tải ngày thường lập theo phụ tải trung bình từng giờ và theo những ngày điển hình trong năm như ngày mùa hè, mùa đông.

Khi xây dựng đồ thị phụ tải cần phân phụ tải của các ngày theo các đặc tính như sau: ngày làm việc bình thường, ngày thứ bảy chủ nhật, ngày lễ, ngày đầu tuần, ngày cuối tuần... Đối với các vùng nông thôn việc sai khác giữa các ngày kể trên là không đáng kể, nhưng đối với khu vực thành thị thì sự khác nhau của đồ thị phụ tải giữa các ngày là khá rõ ràng. Để xác định đồ thị phụ tải ngày ta có thể tính đến sự khác biệt đó như sau:

Trước tiên chọn ngày làm việc bình thường làm cơ sở, sau đó xác định các hệ số qui đổi của các ngày tương ứng theo công thức:

$$k_p = \frac{\bar{P}_{ij}}{P_{iv}}$$

trong đó: \bar{P}_{ij} là kì vọng toán của phụ tải tại giờ i ngày j ;

P_{iv} là kì vọng toán của phụ tải tại giờ i ngày làm việc bình thường.

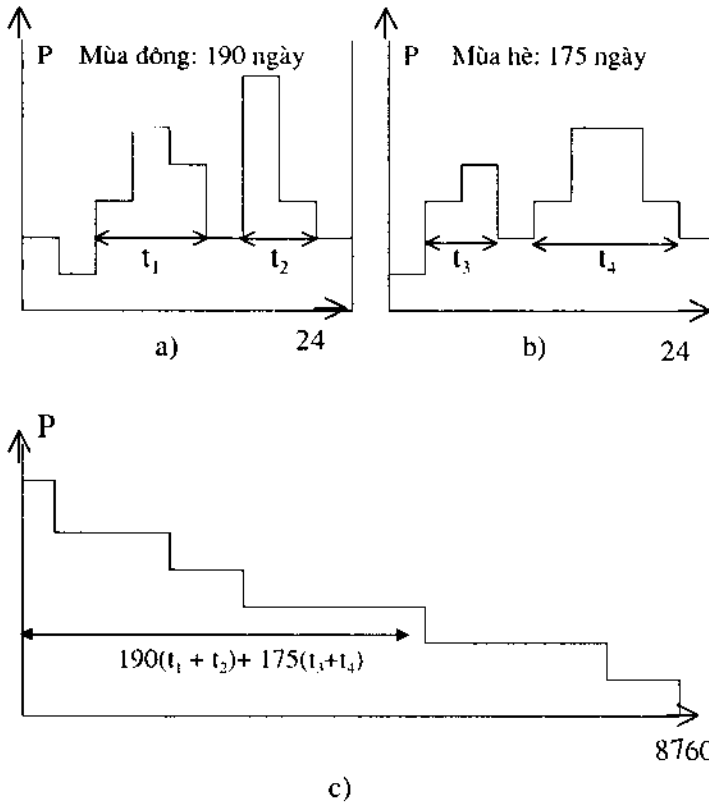
Khi đã có hệ số qui đổi ta có thể tính giá trị phụ tải qui về chế độ ngày làm việc như sau:

$$P_i = \frac{P_{ij}}{K_{ij}}, \text{ kW}$$

Như vậy ta sẽ nhận được n phụ tải ở mỗi giờ mà chúng chỉ khác nhau bởi thành phần dao động ngẫu nhiên của phụ tải. Giá trị của phụ tải trong suốt thời gian khảo sát được biểu thị bởi ma trận:

$P_{1,1}$	$P_{1,2}$	$P_{1,n}$
$P_{2,1}$	$P_{2,2}$	$P_{2,n}$
.....
$P_{24,1}$	$P_{24,2}$	$P_{24,n}$

Từ ma trận trên xác định được phụ tải tính toán trong 24 giờ.

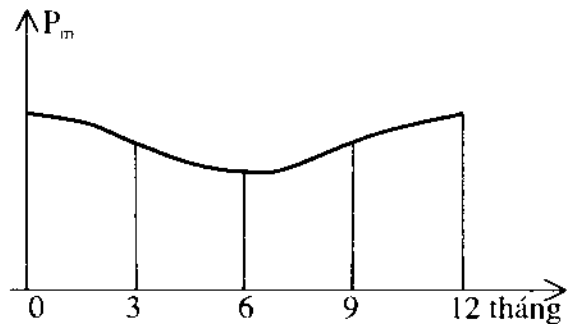


Hình 7.2.

- a) Đồ thị phụ tải ngày mùa đông;
- b) Đồ thị phụ tải ngày mùa hè;
- c) Đồ thị phụ tải hàng năm.

Đồ thị phụ tải hàng năm được xây dựng theo phụ tải từng giờ trong cả năm và sắp đặt theo thứ tự giảm dần. Diện tích của đồ thị phụ tải ngày hoặc năm giới hạn bởi trục hoành và đường $P=f(t)$ là diện năng hàng ngày hoặc hàng năm A của phụ tải.

Đồ thị hàng năm của phụ tải lớn nhất P_m được lập theo giá trị ngày



Hình 7.3. Đồ thị hàng năm của phụ tải lớn nhất hàng tháng.

phụ tải lớn nhất trong từng tháng.

Đồ thị này chỉ rõ sự biến thiên theo từng tháng của phụ tải lớn nhất, từ đó có thể lập kế hoạch tu sửa thiết bị, kế hoạch sản xuất điện năng hoặc nghiên cứu các biện pháp điều chỉnh điện áp.

Để đặc trưng cho đồ thị phụ tải, thường qui định một số tham số sau:

- Phụ tải trung bình hàng ngày hoặc hàng năm P_{tb} hoặc Q_{tb} :

$$P_{tb} = \frac{A_p}{T}; \quad Q_{tb} = \frac{A_Q}{T}$$

trong đó: A_p và A_Q là điện năng tiêu thụ trong một ngày đêm hoặc một năm;

$$T=24h \text{ hoặc } 8760h$$

- Thời gian sử dụng công suất lớn nhất $T_{max} = A/P_m$

- Hệ số điền kín phụ tải α :

$$\alpha = \frac{P_{tb}}{P_m} = \frac{T_{max}}{T}$$

trong đó P_m là công suất trung bình của phụ tải

- Thời gian sử dụng công suất đạt $T_d = A/P_d$

Trong đó P_d là công suất đạt của thiết bị dùng điện hay máy biến áp.

- Hệ số sử dụng công suất đạt K_{sd} :

$$K_s = \frac{I_h}{I_{dm}}$$

Trong thực tế, hệ số sử dụng có thể xác định theo dòng điện làm việc trung bình T_{tb} và dòng điện làm việc định mức của thiết bị I_{dm} :

$$K_{sd} = \frac{P_{tb}}{P_d} = \frac{T_d}{T}$$

7.2.2.4 Các chỉ tiêu của phụ tải

1. Mạng điện thành phố

Để dự báo chính xác phụ tải cho tương lai cần xét đến khả năng phát triển và mức độ hiện đại của thành phố. Phụ tải của mạng điện thành phố thường bao gồm: thấp sáng nhà ở, nhà

công cộng, đường phố, thiết bị động lực trong các xưởng nhỏ. Thường những phụ tải này lấy điện từ mạng điện hạ áp của thành phố. Ngoài ra trong thành phố có những phụ tải lấy điện từ mạng cao áp như: các xí nghiệp công nghiệp, xí nghiệp công cộng (vận tải, cấp thoát nước v.v...), các hộ lớn, quan trọng (nhà hát, khách sạn lớn, viện nghiên cứu, trường đại học, bệnh viện lớn, siêu thị v.v...).

Bảng 7.2. Tiêu chuẩn phụ tải sinh hoạt theo diện tích nhà

TT	Tên hộ tiêu thụ	Suất phụ tải cực đại, W/m ²	Hệ số đồng thời, K _d	Suất phụ tải tính toán, W/m ²
1	Nhà ở	24-40	0,8	19-32
2	Bệnh viện	25-38	0,7	17-27
3	Nhà trẻ	16-22	0,8	13-18
4	Trường học	18-26	0,8	14-21
5	Văn phòng cơ quan	20-32	0,6	12-19
6	Cửa hàng	22-30	0,9	20-27
7	Rạp hát, chiếu phim	26-28	0,75	20-21
8	Xưởng nhỏ	14-18	0,5	7-9

Đối với phụ tải ở thành phố cần chú ý đặc biệt đến phụ tải chiếu sáng và phụ tải sinh hoạt. Để xác định phụ tải chiếu sáng cần dựa vào suất phụ tải tính toán. Suất phụ tải tính toán thường cho sẵn dưới dạng bảng (xem bảng 7.2). Phụ tải sinh hoạt có thể xác định theo tiêu chuẩn cấp điện cho đầu người hoặc tra bảng theo diện tích nhà (bảng 7.2).

2. Mạng điện nông thôn

Bảng 7-3. Suất tiêu thụ công suất trung bình

TT	Vùng	p _{tr} , W/hộ
1	Ngoại thành	500-800
2	Đồng bằng	300-500
3	Trung du	200-300
4	Miền núi	150-200

Hiện nay phụ tải nông thôn chủ yếu gồm các loại như sau:

- Phụ tải sinh hoạt:

Phụ tải sinh hoạt được xác định theo hệ số đồng thời. Công suất tiêu thụ trung bình của mỗi hộ nông dân có thể tính gần đúng theo suất tiêu thụ công suất trung bình trong bảng 7.3.

- Thủy lợi (tính theo hecta ruộng đất):

$$P_{tl} = p_{0tl}F$$

trong đó: p_{0tl} là suất tiêu thụ điện cho tưới hoặc tiêu. Có thể lấy theo bảng 7-4.

F là diện tích đất cần tưới tiêu;

Bảng 7.4. Suất tiêu thụ điện cho thủy lợi

Vùng canh tác	Định mức tiêu thụ điện, kW/ha	
	Tưới	Tiêu
Đồng bằng	0,07 - 0,12	0,28 - 0,37
Trung du	0,11 - 0,16	
Miền núi	0,13 - 0,21	

Phụ tải của bơm chống hạn, ứng có tính chất thời vụ nên phải sử dụng công suất đặt vào các nhiệm vụ khác như tưới tiêu khoa học, nuôi cá, tưới rau v.v... Máy bơm được chọn theo độ chênh mực nước và lưu lượng cần thiết. Vì phụ tải thủy lợi tác động theo hai mùa trái ngược nhau nên có thể tính P_{tl} như sau:

$$P_{tl} = \text{Max}(P_{tưới}, P_{tiêu}).$$

- Chế biến nông sản: Để phục vụ cho việc trồng trọt thường chỉ sử dụng máy đập lúa có động cơ 2,8; 4,5 kW. Ngoài ra còn trang bị một xưởng sửa chữa nông cụ.

- Chăn nuôi: Chủ yếu là trang bị máy xay xát, nghiền thức ăn, thái rau hoặc bơm nước rửa chuồng trại, máy trộn, phân phối thức ăn, quạt thông gió hoặc thiết bị sưởi ấm v.v... Máy xay xát hoặc máy nghiền dùng động cơ 7, 10 hoặc 14 kW có năng suất 10-15 tạ/giờ. Mỗi trại chăn nuôi thường trang bị một bơm rửa chuồng 1,7-2,8 kW, một máy thái rau 1,7 kW phục vụ cho 100-200 đầu lợn.

3. Mạng điện xí nghiệp

Xí nghiệp công nghiệp thường có trạm biến áp riêng. Điện năng tiêu thụ trong xí nghiệp gồm các khâu:

- Quá trình công nghệ chủ yếu để sản xuất.

- Các nhu cầu phụ: quạt gió, thông khói, thắp sáng, vận tải v.v...
- Các hộ tiêu thụ phụ như nhà ăn, câu lạc bộ, cửa hàng v.v...
- Tổn thất điện năng trong mạng điện cung cấp (đường dây, máy biến áp, tụ bù, động cơ v.v...

Công suất tính toán và lượng điện năng tiêu thụ trong quá trình công nghệ xác định theo các phương pháp sau:

a) Phương pháp xác định phụ tải tính toán theo công suất đặt và hệ số nhu cầu

Phụ tải tính toán của nhóm hộ tiêu thụ có cùng chế độ làm việc được xác định theo biểu thức:

$$P_{tt} = K_{nc} P_{đt} \quad (7-1)$$

$$Q_{tt} = P_{tt} \operatorname{tg} \varphi \quad (7-2)$$

$$S_{tt} = \sqrt{P_{tt}^2 + Q_{tt}^2} = \frac{P_{tt}}{\cos \varphi} \quad (7-3)$$

trong đó K_{nc} - là hệ số nhu cầu của nhóm hộ tiêu thụ đặc trưng; $\operatorname{tg} \varphi$ tương ứng với $\cos \varphi$ đặc trưng của nhóm hộ tiêu thụ. Có thể tra K_{nc} và $\cos \varphi$ trong các sổ tay tra cứu.

Giá trị K_{nc} phụ thuộc vào giá trị K_{sd} , lấy theo bảng dưới đây ứng với $K_d = 0,8$:

K_{sd}	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
K_{nc}	0,5	0,6	0,65-0,7	0,5-0,8	0,85-0,9	0,92-0,95

Phụ tải tính toán ở điểm nút của hệ thống cung cấp điện được xác định bằng tổng phụ tải tính toán của các nhóm hộ tiêu thụ nối vào nút này, có kể đến hệ số đồng thời, nghĩa là tính theo biểu thức sau:

$$S_{tt} = K_{đth} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{tt} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{tt} \right)^2} \quad (7-4)$$

trong đó: $\sum_1^n P_{tt}$ - tổng phụ tải tác dụng tính toán của các nhóm hộ tiêu thụ, xác định theo công thức (7-1);

$\sum_1^n Q_{it}$ - tổng phụ tải phản kháng tính toán của các hộ tiêu thụ, xác định theo công thức (7-2)

$K_{đth}$ - hệ số đồng thời thể hiện sự không trùng về giá trị cực đại của các hộ tiêu thụ riêng biệt, nó nằm trong giới hạn 0,85 - 1,0 phụ thuộc vào vị trí của điểm nút xét trong hệ thống cung cấp điện xí nghiệp.

Xác định phụ tải tính toán theo công suất đặt và hệ số nhu cầu là một phương pháp gần đúng sơ lược để đánh giá phụ tải tính toán, vì vậy chỉ có thể dùng để sơ bộ tính toán phụ tải ở các điểm nút có nhiều hộ tiêu thụ nối vào hệ thống cung cấp điện của một phân xưởng, một toà nhà hoặc một nhà máy.

b) Phương pháp xác định phụ tải tính toán theo suất tiêu hao điện năng cho một đơn vị sản phẩm

Đối với các hộ tiêu thụ có đồ thị phụ tải không đổi hoặc thay đổi ít, phụ tải tính toán thuộc nhóm phụ tải của ca phụ tải lớn nhất lấy bằng giá trị trung bình của ca phụ tải lớn nhất đó.

Đối với các hộ tiêu thụ có đồ thị phụ tải thực tế không thay đổi, phụ tải tính toán bằng phụ tải trung bình và được xác định theo suất tiêu hao điện năng trên một đơn vị sản phẩm khi cho trước tổng sản phẩm sản xuất trong một đơn vị thời gian.

$$P_{it} = P_{ca} = \frac{aM_{ca}}{T_{ca}} \quad (7-5)$$

trong đó a - suất tiêu hao điện năng trên một đơn vị sản phẩm tính bằng kWh; M_{ca} - số lượng sản phẩm sản xuất trong một ca; T_{ca} - thời gian của ca phụ tải lớn nhất tính bằng h.

Khi biết số liệu về suất tiêu hao điện năng trên một đơn vị sản phẩm a và tổng sản phẩm sản xuất trong cả năm M của phân xưởng hay xí nghiệp, phụ tải tính toán được tính như sau:

$$P_{it} = \frac{aM}{T_{max}} \quad (7-6)$$

Nếu biết số liệu về suất tiêu hao điện năng theo các tổ máy riêng $a_{im,i}$, phụ tải tính toán có thể xác định theo biểu thức sau:

+ Đối với phân xưởng

$$P_{it,px} = \frac{\sum_1^n a_{im,i} M}{T_{max,px}} + P_{it,px,cb} \quad (7-7)$$

+ Đối với nhà máy nói chung:

$$P_{tt, nm} = \left(\sum_i P_{tt, px, i} + P_{tt, nm, ch} \right) K_{l, max} \quad (7-8)$$

trong đó $a_{tm, i} M$ - tiêu hao điện năng của từng tổ máy;

$P_{tt, px, ch}$, $P_{tt, nm, ch}$ - phụ tải tính toán của ca phụ tải lớn nhất của các hộ tiêu thụ thuộc phân xưởng chung và nhà máy chung. Chúng được xác định phụ thuộc vào chế độ và đồ thị làm việc;

$P_{max, px}$ - thời gian sử dụng phụ tải tác dụng cực đại của phân xưởng (tra theo tài liệu hướng dẫn của các ngành hay tra trong sổ tay);

n - số tổ máy của phân xưởng;

m - số phân xưởng của nhà máy.

Suất tiêu hao điện năng của từng dạng sản phẩm được cho trong các sổ tay tra cứu.

c) Phương pháp tính phụ tải theo suất phụ tải trên một đơn vị diện tích sản xuất

Phụ tải tính toán của nhóm hộ tiêu thụ theo suất phụ tải có thể xác định như sau:

$$P_{tt} = p_0 F \quad (7-9)$$

trong đó F - diện tích bố trí nhóm hộ tiêu thụ, m^2 ;

p_0 - suất công suất tính toán trên $1m^2$ diện tích sản xuất, kW/m^2 .

Xác định phụ tải tính toán cho toàn phân xưởng cũng dùng công thức (7-9) nhưng giá trị p_0 cần phải lấy bằng giá trị trung bình của nó theo kinh nghiệm đối với các phụ tải của các phân xưởng tương tự. Suất phụ tải tính toán phụ thuộc vào dạng sản và được phân tích theo số liệu thống kê.

d) Xác định phụ tải tính toán theo công suất trung bình và hệ số hình dáng

Phụ tải của nhóm hộ tiêu thụ xác định theo công suất trung bình và hệ số hình dáng đồ thị phụ tải K_{hd} như sau:

$$P_{tt} = K_{hd} P_{ca} \quad (7-10)$$

$$Q_{tt} = K_{hd, q} Q_{ca} \quad (7-11)$$

hoặc

$$\begin{aligned} Q_{tt} &= P_{tt} \operatorname{tg} \varphi \\ S_{tt} &= \sqrt{P_{tt}^2 + Q_{tt}^2} \end{aligned} \quad (7-12)$$

Theo phương pháp này, phụ tải tính toán được lấy bằng phụ tải trung bình bình phương, tức là $P_{tt} = P_{tb, bp}$; $Q_{tt} = Q_{tb, bp}$.

Nói chung giả thiết phụ tải tính toán bằng phụ tải trung bình bình phương là không chính xác, tuy nhiên trong một số trường hợp, phụ tải trung bình bình phương có thể sử dụng như phụ tải tính toán; chẳng hạn, đối với các nhóm hộ tiêu thụ với chế độ làm việc lặp lại ngắn hạn, biểu thức luôn luôn đúng.

Theo nguyên lý cực đại của phụ tải trung bình, biểu thức này hoàn toàn áp dụng được đối với nhóm hộ tiêu thụ có chế độ làm việc dài hạn theo chu kỳ của nhóm $T_{cx} \ll 3T_0$, ví dụ như đối với các máy cán nóng.

Trong trường hợp chung, đối với các nhóm hộ tiêu thụ có chế độ làm việc lâu dài, giá trị K_{hd} phụ thuộc vào các chỉ tiêu chế độ làm việc, số thiết bị hiệu quả và được xác định bằng biểu thức:

$$K_{hd} = \sqrt{1 + \frac{k_{hd}^2 - 1}{n_{hq}}} \quad (7-13)$$

trong đó: k_{hd} là hệ số hình dáng như nhau của các thiết bị trong nhóm;

n_{hq} là số thiết bị hiệu quả của nhóm thiết bị.

Khi không thể xác định được hệ số hình dáng của đồ thị phụ tải theo kinh nghiệm thì có thể lấy gần đúng $K_{hd} = 1,1 - 1,2$, lúc bấy giờ giá trị K_{hd} giảm dần theo hướng từ bậc thấp đến bậc cao của hệ thống cung cấp điện. Trong biểu thức xác định phụ tải tính toán (7-12 và 7 - 12a) công suất trung bình của ca mang tải lớn nhất P_{ca} , Q_{ca} trong điều kiện thiết kế được xác định theo một trong các phương pháp sau đây:

- Theo số liệu công suất đặt và hệ số sử dụng.
- Theo số liệu về phụ tải trung bình hàng năm và hệ số ca theo năng lượng.

Theo số liệu về suất tiêu hao điện năng cho một đơn vị sản phẩm và sản lượng của phân xưởng hoặc của xí nghiệp.

Theo số liệu suất phụ tải trung bình trên một đơn vị diện tích sản xuất.

e) Xác định phụ tải tính toán theo công suất trung bình và hệ số cực đại

Phương pháp xác định phụ tải tính toán theo công suất trung bình và hệ số cực đại còn gọi là phương pháp xác định phụ tải tính toán theo số thiết bị hiệu quả. Phụ tải tác dụng tính toán của nhóm hộ tiêu thụ có đồ thị phụ tải biến đổi (ở tất cả các bậc của lưới cung cấp và phân phối, kể cả máy biến áp, được xác định theo công suất trung bình và hệ số cực đại như sau:

$$P_{tt} = K_{max} K_{sd} P_{dd} \quad (7-14)$$

Cơ sở để xác định phụ tải tính toán là nguyên lý cực đại phụ tải trung bình.

Phụ tải cực đại trung bình trong thời gian $T_{t,av} = 3T_c$ được xem là phụ tải tính toán. Thường coi $T_{t,av} = 30$ ph để tính phụ tải trung bình ($T_c = 10$ ph). Trên cơ sở đó đưa ra công thức tính toán gần đúng và xây dựng các đường cong tính toán đơn giản $K_{max} = f(n_{hq})$ ứng với các giá trị K_{sd} khác nhau để xác định các giá trị của hệ số cực đại.

Phụ tải phản kháng tính toán của nhóm hộ tiêu thụ với đồ thị phụ tải biến đổi xác định như sau:

Khi $n_{hq} \leq 10$ thì $Q_{tt} = 1,1Q_{tb}$

Khi $n_{hq} > 10$ thì $Q_{tt} = Q_{tb}$

Trong đó Q_{tb} là công suất phản kháng trung bình của nhóm hộ tiêu thụ của ca mang tải lớn nhất.

7.2.2.5. Các hệ số thường gặp của phụ tải

a) Hệ số sử dụng công suất tác dụng của hộ tiêu thụ k_{sd} hoặc của nhóm hộ tiêu thụ. K_{sd} là tỉ số giữa công suất tác dụng trung bình của hộ tiêu thụ (hay nhóm hộ tiêu thụ) với công suất định mức của nó:

$$k_{sd} = \frac{P_{tb}}{P_{dm}}; K_{sd} = \frac{P_{tb}}{P_{dm}} = \frac{\sum_1^n k_{sd} P_{dm}}{\sum_1^n P_{dm}} \quad (7-15)$$

Hệ số sử dụng cũng như phụ tải trung bình, được xét với ca phụ tải lớn nhất của hộ tiêu thụ và là chỉ tiêu cơ bản của đồ thị phụ tải.

b) Hệ số phụ tải k_{pt} là tỉ số giữa công suất tác dụng thực tế tiêu thụ (tức là phụ tải trung bình trong thời gian đóng $p_{b,d}$ thuộc khoảng t_{k}) với công suất định mức của nó:

$$k_{pt} = \frac{P_{ib,d}}{P_{dm}} = \frac{P_{ib}}{P_{dm}} \cdot \frac{t_{ck}}{t_d} = \frac{k_{sd}}{k_d} \quad (7-16)$$

trong đó: k_d - là hệ số đóng điện cho hộ tiêu thụ tức là tỉ số của thời gian đóng điện cho hộ tiêu thụ t_d với thời gian của cả chu kì khảo sát t_{ck} . Thời gian đóng điện cho hộ tiêu thụ t_d trong một chu kì là tổng thời gian làm việc t_v với thời gian chạy không tải t_{kt} , tức là:

$$k_d = \frac{t_d}{t_{ck}} = \frac{t_v + t_{kt}}{t_{ck}} \quad (7-17)$$

Hệ số đóng nhóm K_d là giá trị trung bình có trọng số của hệ số đóng điện cho tất cả hộ tiêu thụ tham gia trong nhóm, tính theo công thức sau:

$$K_d = \frac{\sum k_d P_{dm}}{\sum P_{dm}} \quad (7-18)$$

Hệ số phụ tải theo công suất tác dụng của cả nhóm K_p là tỉ số của hệ số sử dụng nhóm K_{sd} với hệ số đóng nhóm K_d .

c) *Hệ số cực đại* K_{max} là đại lượng phụ thuộc vào số hộ tiêu thụ hiệu quả n_{hq} và một loạt các hệ số đặc trưng cho chế độ tiêu thụ điện năng của nhóm hộ tiêu thụ đó. Có thể tra đồ thị hoặc tra bảng theo hai đại lượng là hệ số sử dụng K_{sd} và số hộ tiêu thụ dùng điện hiệu quả n_{hq} .

d) *Hệ số nhu cầu* K_{nc} có quan hệ với đồ thị phụ tải nhóm. Hệ số nhu cầu công suất tác dụng là tỉ số giữa công suất tác dụng tính toán với công suất định mức của nhóm hộ tiêu thụ:

$$K_{nc} = P_{tt} / P_{dm} \quad (7-19)$$

Có thể tìm K_{nc} bằng cách tra sổ tay kĩ thuật theo số lượng thống kê của các xí nghiệp, phân xưởng tương ứng.

7.2.3. Xác định phương hướng sử dụng nguồn điện trung ương và nguồn điện địa phương

Sau khi đã xác định được nhu cầu điện năng A và tổng công suất tính toán P_{tt} của qui hoạch, cần xác định các nguồn cung cấp. Từ các bản qui hoạch của mạng điện trung ương, cần tìm hiểu khả năng lấy điện từ mạng điện trung ương sẽ có trong thời gian qui hoạch cho mạng điện địa phương. Cần phân tích mối tương quan giữa các nguồn, các đặc điểm về chỉ tiêu kinh tế như giá thành 1 kWh điện sản xuất ra, giá thành vận chuyển nhiên liệu, tận dụng nguồn nhiên liệu địa phương v.v... Cũng cần quan tâm đến cấp điện áp (6; 10; 20 kV), bán kính hiệu dụng của các cấp điện áp trong điều kiện cụ thể của địa phương, vị trí các trạm biến áp trung gian v.v...

Một vấn đề rất đáng quan tâm khi qui hoạch nguồn cho địa phương là phải cân nhắc đúng mức đến những nguồn năng lượng có khả năng khai thác được ở tại địa phương, nhất là ở các địa phương miền núi hay hải đảo là những nơi mà mạng điện trung ương chưa vươn tới được hoặc chưa đáp ứng được đầy đủ nhu cầu của phụ tải. Ở các địa phương đó người ta hay nghĩ đến các nguồn năng lượng nhỏ mà ta tạm gọi là năng lượng mới như thủy điện nhỏ, năng lượng gió, năng lượng địa nhiệt, năng lượng mặt trời v.v... Cần có những số liệu cụ thể của cung và cầu ở địa phương để chọn được phương án cung cấp điện tối ưu.

7.2.4.Xác định cấu trúc tối ưu của mạng điện địa phương

7.2.4.1.Xác định số lượng và vị trí của các trạm biến áp

Số lượng các trạm biến áp ở địa phương phụ thuộc vào nhiều yếu tố như cấp điện áp, công suất và vị trí địa lí của các hộ dùng điện, cấp độ dự phòng của phụ tải v.v...

Trong những cụm dân cư nhỏ việc xác định số lượng các trạm biến áp phân phối không phức tạp lắm vì các tuyến dây thường được xây dựng dọc theo các đường trục đã được qui hoạch và số lượng trạm biến áp sẽ không lớn. Nhưng đối với các điểm dân cư lớn hoặc các khu phố, thị trấn v.v... Việc xác định số lượng và công suất tối ưu của trạm biến áp phân phối lại là một bài toán khá phức tạp.

Vị trí tối ưu của các trạm biến áp có ý nghĩa cao đối với cấu trúc tối ưu của mạng điện địa phương. Để lựa chọn được một vị trí hợp lí cho trạm biến áp phân phối cần phải thỏa mãn một số điều kiện sau:

1. Vị trí đặt trạm càng gần tâm phụ tải càng tốt vì như vậy tổng các tích giữa khoảng cách từ trạm đến các phụ tải và công suất của các phụ tải là nhỏ nhất.
2. Vị trí đặt trạm phải được chọn sao cho phù hợp với qui hoạch và qui định của địa phương và các vùng lân cận.
3. Vị trí đặt trạm phải thuận tiện về mặt địa lí như gần đường giao thông, có đủ chỗ để xây dựng và phát triển, thuận tiện cho các tuyến dây vào và ra.
4. Vị trí đặt trạm phải đảm bảo cho việc điều áp cho trạm.
5. Vị trí đặt trạm phải đảm bảo về mặt mỹ thuật về kiến trúc và không phá vỡ cảnh quan môi trường.

Về mặt lí thuyết cần chọn vị trí đặt trạm tại tâm phụ tải của khu vực mà trạm sẽ cung cấp điện. Tuy nhiên các toạ độ X và Y của vị trí đặt trạm có thể xác định theo các phương pháp như sau:

a) Xác định X và Y theo tâm phụ tải

$$X = \frac{\sum x_i P_i}{\sum P_i}; \quad Y = \frac{\sum y_i P_i}{\sum P_i}$$

trong đó: x_i, y_i là toạ độ của phụ tải i ;

P_i là công suất của phụ tải i .

b) Xác định X, Y khi có xét đến cả thời gian làm việc T_i của phụ tải thứ i trong cả thời kì tính toán.

Phương pháp này do giáo sư A. H. Butkov đề xướng. Toạ độ X, Y được xác định như sau:

$$X = \frac{\sum x_i P_i T_i}{\sum P_i T_i}; \quad Y = \frac{\sum y_i P_i T_i}{\sum P_i T_i}$$

c) Xác định X, Y theo năng lượng truyền tải

Ta thiết lập được hàm mục tiêu:

$$M = \sum A_i \sqrt{(x_i - X)^2 + (y_i - Y)^2} \quad (7-20)$$

trong đó: A_i là điện năng tiêu thụ của phụ tải thứ i .

Lấy đạo hàm biểu thức trên và cho bằng 0:

$$\frac{\partial M}{\partial X} = 0; \quad \frac{\partial M}{\partial Y} = 0$$

Giải ra sẽ xác định được toạ độ X và Y.

7.2.4.2. Sơ đồ đấu dây tối ưu

I. Phương pháp so sánh kinh tế kĩ thuật

Khi qui hoạch mạng điện địa phương cần nắm vững nguyên tắc cơ bản là đảm bảo xây dựng một hệ thống cung cấp điện an toàn và kinh tế. Mục đích của việc qui hoạch mạng điện là tìm ra một phương án phù hợp nhất với nguyên tắc nói trên.

Trước hết cần phải vạch ra các phương án sơ đồ đấu dây khả thi của mạng điện, đồng thời phải tiến hành lựa chọn điện áp tải điện, đường dây dự phòng v.v... Một phương án sơ đồ mạng điện có thích hợp hay không là do rất nhiều yếu tố khác nhau quyết định: phụ tải lớn hay nhỏ, số lượng phụ tải nhiều hay ít, vị trí phân bố phụ tải, mức độ yêu cầu về đảm bảo liên tục

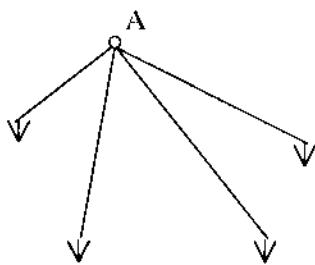
cung cấp điện, đặc điểm và khả năng cung cấp của các nhà máy điện, vị trí phân bố các nhà máy điện, kết cấu của mạng điện có sẵn ở địa phương v.v... Ngoài ra còn nhiều yếu tố phụ cũng ảnh hưởng đến kết cấu và tuyến đường dây của mạng như các điều kiện về địa chất, khí tượng, thủy văn, địa hình, tình hình tổ chức, quản lý thi công v.v...

Như vậy khi vạch ra các phương án sơ đồ đầu dây phải cân nhắc, để cập đầy đủ đến các yếu tố. Tuyệt đối không thể coi việc lập sơ đồ đầu dây như một bài toán hình học nối mấy mốc giữa các điểm với nhau, hoặc tuy có đề cập đến một số yếu tố nhưng không toàn diện. Cách giải quyết như vậy sẽ làm cho số lượng phương án quá nhiều, trong đó có nhiều phương án vô lý làm mất nhiều thời gian mà thường kết quả tìm được lại không phải là phương án tối ưu.

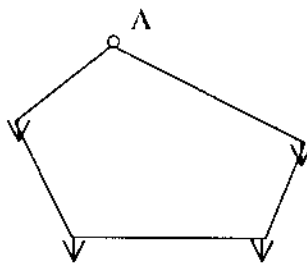
Ngược lại, nếu chia ra từng khu vực nhỏ để phương án được đơn giản thì sẽ gạt bỏ được rất nhiều yếu tố liên quan và có thể làm sót nhiều phương án. Thường phương án được chọn bằng cách này không chắc đã là phương án tối ưu. Chỉ được phép phân ra từng khu vực để lập phương án so sánh nếu phụ tải đã hình thành những khu vực rõ rệt và độc lập với các yếu tố khác.

Để lựa chọn phương án đầu dây cần vạch ra một số phương án khả thi để đưa vào so sánh kinh tế kỹ thuật. Khi vạch phương án, cần quan tâm đúng mức đến mạng điện có sẵn để nếu tận dụng được thì có thể sử dụng lại (ví dụ như tuyến đi dây, cột, xà, sứ...). Số lượng phương án đưa ra so sánh cần phải hợp lý. Muốn vậy cần dựa vào tình hình mạng điện đã có ở địa phương, trên cơ sở phân tích về nguồn và phụ tải, đồng thời phải xét đến các điều kiện khác của địa phương như giao thông, địa hình, điều kiện thi công, điều kiện vận chuyển thiết bị, vật tư v.v...

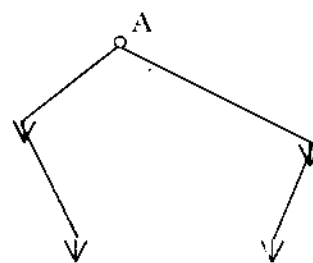
Sơ đồ đầu dây của mạng điện địa phương bất kỳ đều có thể phân thành ba loại: loại hình tia (hình 7.4), loại mạch vòng kín (hình 7.5), và loại liên thông (hình 7.6)



Hình 7.4



Hình 7.5



Hình 7.6

Tất cả những sơ đồ đầu dây phức tạp đều có thể coi như một tổ hợp của những loại sơ đồ đầu dây nói trên.

Dưới đây, sẽ so sánh đặc tính và ưu khuyết điểm của ba loại sơ đồ đó theo hai trường hợp khác nhau: có dự phòng và không có dự phòng.

1. So sánh hai sơ đồ dẫn dây loại hình tia và liên thông trong trường hợp không có dự phòng.

Xét sơ đồ (h. 7.7a) và (7.7b).

Giả thiết $l_2 > l_{12} > l_1$

a. Ưu khuyết điểm của sơ đồ hình tia:

Ưu điểm

- Xác suất cắt diện do sự cố tương đối ít vì mỗi phụ tải đều có đường dây điện riêng cung cấp đến, một đường dây bị sự cố không thể ảnh hưởng sang đường dây thứ hai.

- Khoảng cách dẫn điện tương đối gần. Do đó nếu dây dẫn được chọn theo mật độ kinh tế của dòng điện thì chi phí về vốn đầu tư, mức tổn thất công suất và tổn thất điện áp đều tương đối nhỏ.

- Có thể sử dụng những thiết bị đơn giản rẻ tiền ở cuối đường dây (ví dụ chỉ cần dùng dao cách ly mà không cần tới máy cắt ...). Thiết bị bảo vệ rơle cũng đơn giản. Ví dụ, nếu đường dây ngắn, có thể chỉ dùng bảo vệ quá dòng điện là đủ.

Khuyết điểm

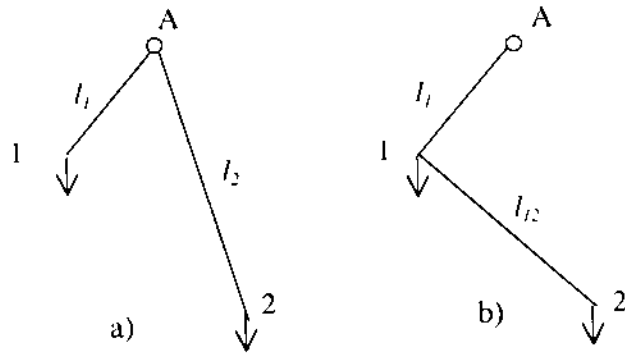
- Nếu số hình tia nhiều thì sơ đồ trạm tăng áp A phức tạp, tốn nhiều thiết bị nhất là máy cắt cao áp, và bố trí mặt bằng tốn đất.

- Nếu chọn dây theo mật độ kinh tế của dòng điện, nhiều trường hợp phải tăng tiết diện để chống tổn thất vầng quang và đảm bảo độ bền cơ giới, tuy rằng tổn thất điện áp và tổn thất công suất có giảm hơn

b. Ưu khuyết điểm của sơ đồ liên thông

Ưu điểm:

- Chiều dài của toàn bộ đường dây tương đối ngắn, nên vốn đầu tư xây dựng mạng điện có thể ít hơn.



Hình 7.7. Sơ đồ hình tia(a) và sơ đồ liên thông (b).

- Có thể tận dụng được khả năng tải điện của dây dẫn (còn ở sơ đồ hình tia nhiều khi tuy dòng điện nhỏ nhưng vẫn phải chọn dây to...).

- Có thể dùng được những thiết bị đơn giản ở trạm trung gian 1 (hình 7.5) và trạm cuối 2

- Việc tổ chức thi công sẽ thuận tiện hơn vì hoạt động trên cùng một tuyến.

Khuyết điểm:

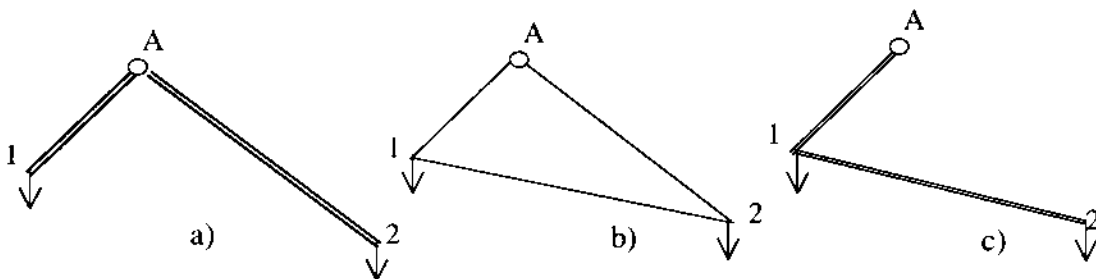
- Vì khoảng cách dẫn điện tới phụ tải 2 tương đối xa, nên tổn thất điện năng cũng như tổn thất điện áp lớn hơn.

- Xác suất sự cố mất điện tương đối lớn, vì sự cố ở đoạn đường dây này có ảnh hưởng trực tiếp tới đoạn kia.

- Nếu vì một lí do nào đó, về phía cao áp phải dùng máy cắt thì số lượng máy cắt sẽ nhiều hơn, và bảo vệ rơle có phức tạp hơn (bảo vệ quá dòng điện có 2 cấp thời gian và bảo vệ cắt nhanh).

2. So sánh ba loại sơ đồ nói trên nhưng có dự phòng

Giả thiết có các sơ đồ (hình 7.8a), (7.8b), (7.8c)



Hình 7.8. Các sơ đồ có dự phòng: Hình tia (a), Mạch vòng kín (b), Liên thông (c).

Đối với sơ đồ hình tia (hình 7.8a), tuyến nào cũng phải dùng hai lộ vì vậy rất có thể phụ tải ở mỗi lộ không lớn lắm nhưng phải chống vắng quang điện và bảo đảm độ bền cơ giới nên phải tăng tiết diện dây dẫn, do đó vốn đầu tư sẽ tăng. Số lượng đường dây nhiều nên thiết bị của các trạm biến áp phải tăng cường nhất là trạm tăng áp A. Ưu điểm của loại sơ đồ này là tổn thất điện áp lúc bình thường cũng như lúc sự cố đều ít, tổn thất điện năng cũng ít.

Sơ đồ mạch vòng kín (hình 7.8b) có những ưu điểm nổi bật là:

- Vốn đầu tư ít.

- Mức độ an toàn liên tục cung cấp điện rất cao. Đường dây của mạng điện hình tia hay liên thông, ngay dù có hai lộ trên hai hàng cột cách nhau không xa, khi bị sét đánh hay bị phá hoại vẫn có thể cả hai lộ cùng bị cắt điện.

- Ít khả năng phải tăng tiết diện để chống tổn thất vầng quang và bảo đảm độ bền cơ giới.

Khuyết điểm của sơ đồ mạch vòng kín là:

- Tổn thất điện áp lúc sự cố tương đối cao.

- Số lượng máy cắt cao áp nhiều hơn.

- Bảo vệ rơle có phức tạp hơn (bảo vệ dòng điện có hướng và bảo vệ cắt nhanh) nhưng không phải là khó khăn và đắt tiền lắm.

So sánh sơ đồ liên thông (hình 7.8c) với sơ đồ mạch vòng kín thấy: chiều dài tuyến dây phải thăm dò ngắn hơn, tổn thất điện áp lúc sự cố bé hơn, phí tổn về công tác thăm dò và tổ chức công trường thi công ít hơn. Nhưng tiền đầu tư thiết bị và đường dây có thể nhiều hơn (vì lộ kép). Mức độ đảm bảo an toàn kém hơn mặc dầu đã dùng lộ kép. Khả năng sự cố lan rộng và mất điện toàn bộ nhiều hơn.

Việc dùng sơ đồ có dự phòng hay không, phụ thuộc tính chất của phụ tải.

Hai loại sơ đồ hình tia và liên thông không có dự phòng thích hợp với mọi cấp điện áp, còn sơ đồ loại mạch vòng kín thì nói chung chỉ thích hợp với cấp điện áp tương đối cao. Sơ đồ hình tia một lộ dùng nhiều nhất cho các mạng thấp sáng hoặc động lực ở điện áp thấp. Các trạm 6; 10 và 22kV cũng thường hay dùng loại sơ đồ hình tia để cung cấp điện.

Sơ đồ hình tia hai lộ thường dùng cho các mạng điện có công suất tải lớn với các cấp điện áp 110; 220kV.

Sơ đồ mạch vòng kín được dùng nhiều nhất ở các mạng điện trung áp trong thành phố và các mạng điện công xưởng với điện áp 6; 10; 22 kV. Những mạng điện này khi vận hành thông thường theo chế độ mạng kín để hờ. Ở các mạng điện khu vực nếu phụ tải so với khả năng tải của cấp điện áp vận hành không lớn lắm, thì dùng sơ đồ mạch vòng kín rất tốt. Sơ đồ kiểu liên thông thường được dùng ở các đường dây cung cấp điện cho một số phụ tải gần nhau.

3. Lựa chọn và vạch tuyến dây

Lựa chọn và vạch tuyến là công việc khởi đầu của nhiệm vụ thiết kế đường dây tải điện. Nó có ảnh hưởng quyết định đến các mặt thi công, quản lý vận hành và các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật.

Địa hình để thi công các đường dây tải điện ở nước ta khá phức tạp. Đường dây tải điện phải băng qua đồi núi, rừng rậm, đầm lầy, đồng chiêm ngập nước, ven biển, sông ngòi, đê đập, đường giao thông, khu vực quân sự, khu dân cư đông đúc, khu công nghiệp mới hình thành mà qui hoạch chưa ổn định, giao thông chưa phát triển, v.v. . .

Vì vậy, việc lựa chọn và vạch tuyến đường dây thường gặp nhiều khó khăn trở ngại, phải mất nhiều thời gian điều tra, nghiên cứu, giải quyết các thủ tục pháp lý với các ngành hữu quan và dân cư địa phương. Khi vạch tuyến đường dây phải chú ý những điểm sau:

a. Phải quan tâm đúng mức tới qui hoạch toàn diện, tình hình khí tượng, địa chất, thủy văn, nguồn cung cấp nguyên vật liệu, điều kiện thi công, quản lý vận hành hiện nay và sau này. Điều kiện quản lý vận hành cần được quan tâm đúng mức, vì khi xảy ra sự cố mất điện phải xử lý nhanh chóng, tránh thiệt hại nhiều cho sản xuất. Cố gắng chọn tuyến đi sát đường giao thông, nhất là trong điều kiện nước ta hiện nay, việc phát hiện và xử lý sự cố đường dây còn rất vất vả và mất nhiều thời gian do chưa có điều kiện để hiện đại hoá công tác quản lý vận hành. Đồng thời phải cố gắng chọn được tuyến có chiều dài ngắn nhất (so với đường sắt và quốc lộ, chiều dài tuyến đường dây ngắn hơn từ 5 - 10% là hợp lý) và số lượng cột góc trên tuyến cần giảm đến mức tối thiểu.

b. Xác định các vị trí vượt qua sông lớn, đường sắt, quốc lộ, đường dây điện áp thấp, thông tin... Điều quan trọng là phải đảm bảo vận hành an toàn cho bản thân đường dây và cho các công trình mà đường dây vượt qua. Khi chọn các khoảng vượt sông lớn phải chú ý đầy đủ các điều kiện về địa chất, địa hình, khí hậu, nước lũ, thuyền bè qua lại, qui hoạch ngành vận tải thủy, sự xói lở bờ sông, dòng xoáy, đê điều... Trước khi vạch tuyến chính thức cần lưu ý đến các bước tiếp theo như phương án kỹ thuật, móng cột, vị trí vượt ... để tránh khi thi công phải điều chỉnh tuyến.

c. Cần hạn chế việc phải dỡ bỏ nhiều công trình kiến trúc hay sử dụng quá nhiều ruộng đất canh tác khi vạch tuyến và thi công đường dây. Ngoài ra cũng cần chú ý đúng mức tới việc chọn khoảng cột, loại xà, tiếp địa.. cũng như công tác quản lý vận hành đối với tuyến dây qua vùng đồi núi.

d. Cán bộ thiết kế đường dây cần có kiến thức về các môn khảo sát, thăm dò, trắc đạc (tốt nhất là biết kết hợp chặt chẽ với các bộ môn này) để vạch tuyến phù hợp với địa hình, địa chất, khí hậu và các cấp đường giao thông.

Sau khi vạch ra một số phương án cần phân tích sơ bộ để loại bớt và chỉ giữ lại vài phương án để tính toán cụ thể so sánh về kỹ thuật và kinh tế. Khi phân tích sơ bộ có thể dựa vào

tổng momen phụ tải ΣPl (trong đó P là công suất tải trên các đoạn đường dây, l là chiều dài từng đoạn đường dây tương ứng). Momen phụ tải tỷ lệ thuận với khối lượng kim loại màu sử dụng và tổn thất công suất trong mạng điện. Khi dùng ΣPl để so sánh cần chú ý là quan hệ giữa tổn thất công suất và khối lượng kim loại màu với ΣPl chỉ đúng trong trường hợp các đoạn đường dây được chọn với cùng một mật độ dòng điện. Hơn nữa ΣPl chỉ có thể dùng làm một trong những căn cứ để so sánh sơ bộ chứ không dùng làm chỉ tiêu giá thành của đường dây, vì trong giá thành đó có một bộ phận (gồm sứ cách điện, cột, v.v...) không có quan hệ hoặc có quan hệ không đường thẳng với momen phụ tải.

4. So sánh các phương án về mặt kỹ thuật

Lựa chọn phương án tối ưu của mạng điện là phải dựa trên cơ sở so sánh về kỹ thuật và kinh tế. Nói cách khác là dựa trên nguyên tắc bảo đảm cung cấp điện an toàn, tin cậy và bảo đảm kinh tế nhất để quyết định phương án. Phương án nào có vốn đầu tư nhỏ và phí tổn vận hành hàng năm nhỏ mà vẫn đảm bảo các chỉ tiêu về mặt kỹ thuật là phương án tối ưu nhất. Như vậy trước khi so sánh các phương án về kinh tế cần kiểm tra điều kiện kỹ thuật của các phương án

So sánh các phương án về mặt kỹ thuật tức là xét xem các phương án đưa ra so sánh có đạt yêu cầu về mặt kỹ thuật hay không? Mức độ thoả mãn các yêu cầu kỹ thuật của chúng như thế nào? Cụ thể là đối với từng phương án phải chọn tiết diện dây dẫn và sau đó kiểm tra xem dây dẫn đó có làm cho mạng điện thoả mãn các yêu cầu kỹ thuật hay không. Các yêu cầu đó là:

- Đảm bảo độ bền cơ.
- Đảm bảo tổn thất vầng quang không quá lớn.
- Đảm bảo dòng điện sự cố nhỏ hơn hoặc bằng dòng điện cho phép.
- Đảm bảo tổn thất điện áp đến mọi điểm trong mọi chế độ đều nhỏ hơn hoặc bằng giá trị cho phép. Nếu phương án nào không đảm bảo về kỹ thuật thì phải thay đổi thông số để cho nó đảm bảo rồi mới đưa vào so sánh kinh tế, mặc dù như vậy có thể làm tăng vốn đầu tư của nó (ví dụ tăng tiết diện dây dẫn để đảm bảo điều kiện tổn thất điện áp cho phép).

5. So sánh các phương án về mặt kinh tế, chọn phương án tối ưu

Để đảm bảo tính kinh tế của phương án cần xem xét một cách toàn diện ảnh hưởng của nó đối với các ngành kinh tế quốc dân. Khi lập các phương án để so sánh về mặt kinh tế, cần phải đề cập đầy đủ các yếu tố có liên quan trong mỗi phương án thì kết quả so sánh mới có giá trị. Để giảm khối lượng và tránh những tính toán trùng, không cần so sánh những phần giống nhau của các phương án.

So sánh các phương án về mặt kinh tế là so sánh về hai mặt chủ yếu như sau:

a) Vốn đầu tư K: bao gồm vốn đầu tư xây dựng đường dây tải điện, trạm biến áp, trong đó cần đề cập đến việc tận dụng, cải tạo mạng điện cũ, khả năng đầu tư, thay đổi thiết bị.

b) Chi phí vận hành hàng năm $Y_{\Delta A}$: bao gồm khấu hao, tu sửa, bảo quản, thay thế thiết bị, trả lương người vận hành và phí tổn về tổn thất điện năng.

Thường tồn tại mâu thuẫn như sau: một phương án có vốn đầu tư lớn thường lại có chi phí vận hành nhỏ và ngược lại. Vì vậy phương án tối ưu phải là phương án có chi phí tính toán hàng năm Z bé nhất:

$$Z = (a_{vh} + a_c)K + Y_{\Delta A} \cdot d/\text{năm} \quad (7-21)$$

trong đó: a_{vh} - hệ số vận hành;

a_c - hệ số tiêu chuẩn thu hồi vốn đầu tư phụ.

Phí tổn vận hành hàng năm của mạng điện bao gồm:

- Khấu hao thiết bị.
- Chi phí sửa chữa thường kì và quản lí mạng điện.
- Chi phí về tổn thất điện năng hàng năm.

Ta sẽ xét cụ thể các loại phí tổn vận hành đó:

+ *Khấu hao thiết bị*

Trong quá trình vận hành, các thiết bị đều dần dần bị hư hỏng, hao mòn, bắt buộc phải lần lượt thay thiết bị mới. Do đó mỗi năm phải tích lũy một số tiền để sau một thời hạn qui định sẽ có đủ vốn để mua thiết bị mới. Thời hạn cần thay thiết bị không nên chỉ hiểu là lúc thiết bị đã già cũ hư hỏng mà còn phải xét đến tình hình tiến bộ về kinh tế và kĩ thuật, phải đổi mới thiết bị mặc dầu về căn bản lúc đó thiết bị vẫn chưa bị hư hỏng.

+ *Chi phí sửa chữa thường kì và quản lí mạng điện*

Để có thể bảo đảm an toàn cung cấp điện và nâng cao tính kinh tế trong vận hành, phải thường xuyên sửa chữa, kiểm tra định kì, thí nghiệm dự phòng trong mạng điện.

Cả hai khoản tiền khấu hao thiết bị, chi phí sửa chữa thường kì và quản lí mạng điện đều được tính bằng số phần trăm của tổng số vốn đầu tư xây dựng mạng điện.

+ *Chi phí về tổn thất điện năng hàng năm*

Ở các mạng điện lớn, tổn thất điện năng hàng năm trên đường dây và máy biến áp tới hàng triệu kilôoát giờ (kWh). Vì thế cần phải quan tâm đến chi phí về tổn thất điện năng trong

tổng phí tổn vận hành hàng năm. Chi phí về tổn thất điện năng hàng năm phải tính theo giá bán của một kWh điện năng.

Trong khi so sánh về kinh tế thường có mâu thuẫn như sau: phương án có vốn đầu tư lớn, lại có phí tổn vận hành nhỏ và ngược lại. Trong trường hợp này để đánh giá các phương án phải xét tới thời hạn thu hồi vốn đầu tư phụ. Việc bỏ thêm vốn đầu tư (vốn đầu tư phụ) vào một công trình nào đó được xem như là kinh tế nếu sau một thời gian qui định thu hồi được vốn bỏ thêm do giảm được phí tổn vận hành trong thời gian đó. Thời gian này tùy theo từng nước, từng giai đoạn phát triển kinh tế có thể lấy lớn hay bé. Nếu vốn còn ít thì thời gian này nên chọn ngắn để thu hồi vốn nhanh. Tiêu chuẩn của Nga hiện nay là 8 năm, còn ở nước ta thời gian này nên lấy ngắn hơn.

Như vậy phương pháp tính theo thời hạn thu hồi vốn đầu tư phụ căn bản là so sánh sự khác nhau về vốn đầu tư ($K_2 - K_1$) với sự tiết kiệm về phí tổn vận hành hàng năm ($Y_1 - Y_2$) theo biểu thức:

$$T = \frac{K_2 - K_1}{Y_1 - Y_2} \quad (7-22)$$

trong đó:

K_1 và Y_1 là vốn đầu tư và phí tổn vận hành hàng năm của phương án thứ nhất;

K_2 và Y_2 là vốn đầu tư và phí tổn vận hành hàng năm của phương án thứ hai.

Thời hạn thu hồi vốn đầu tư phụ T (tính hàng năm) được so sánh với T_{tc} là thời hạn thu hồi vốn đầu tư phụ tiêu chuẩn khi so sánh phương án.

- Nếu $T = T_{tc}$ thì các phương án về mặt kinh tế có giá trị như nhau.

- Nếu $T < T_{tc}$ thì phương án thứ hai tức là phương án có vốn đầu tư lớn và phí tổn vận hành nhỏ được coi là phương án kinh tế hơn, vì rằng do việc giảm được phí tổn vận hành hàng năm mà chỉ cần sau T năm bé hơn T_{tc} đã hoàn lại được đủ phần vốn bỏ thêm ra lúc đầu.

- Nếu $T > T_{tc}$ thì phương án với vốn đầu tư nhỏ và phí tổn vận hành lớn sẽ là phương án kinh tế hơn.

Nếu thay T bằng T_{tc} thì biểu thức (7.22) có thể viết như sau

$$\frac{K_2 - K_1}{Y_1 - Y_2} (\geq, =, \leq) T_{tc} \quad (7-23)$$

hay là

$$Y_1 + \frac{1}{T_{lc}} K_1 (\geq; =; \leq) Y_2 + \frac{1}{T_{lc}} K_2 \quad (7-24)$$

Gọi $Y + \frac{1}{T_{lc}} K$ là Z. Như vậy phương án nào có trị số Z bé hơn sẽ là phương án kinh tế hơn. Z gọi là chi phí tính toán hàng năm.

Kí hiệu trị số nghịch đảo của thời hạn thu hồi vốn đầu tư phụ là α_{lc} :

$$\alpha_{lc} = \frac{1}{T_{lc}}$$

α_{lc} là hệ số thu hồi vốn đầu tư phụ tiêu chuẩn

Tóm lại có thể tìm được điều kiện kinh tế của phương án. Phương án nào có chi phí tính toán hàng năm Z nhỏ nhất sẽ là phương án kinh tế nhất:

$$Z = \alpha_{lc} K + Y \Rightarrow \min \quad (7-25)$$

trong đó:

Y là phí tổn vận hành hàng năm, được tính như sau:

$$Y = \alpha_{vb} K + Y_{\Delta A} \quad (7-26)$$

$$\text{Như vậy hàm chi phí tính toán } Z = (\alpha_{lc} + \alpha_{vb}) K + Y_{\Delta A} = aK + Y_{\Delta A} \quad (7-27)$$

trong đó: + K là vốn đầu tư mạng điện. Trong vốn đầu tư này ta chỉ cần kể những thành phần chủ yếu. Thành phần vốn đầu tư đường dây đã được xây dựng ở nước ta phân bố như bảng 7-5.

Bảng 7-5. Thành phần vốn đầu tư

Thành phần vốn đầu tư	Tỉ lệ (%)
- Thiết bị đường dây	36-42
- Kiến trúc đường dây (cột, xà, móng):	
Cột đúc thủ công	32-38
Cột đúc ly tâm	42
- Nhân công lắp	9-10
- Chi phí gián tiếp	10-15

Để cho nhanh gọn, trong so sánh kinh tế chỉ việc lấy giá thành tổng hợp của một kilômet đường dây để tính. Giá thành một kilômet đường dây không những phụ thuộc điện áp của đường dây, tiết diện dây dẫn, mà còn phụ thuộc địa phương đường dây đó đi qua. Đường dây

lộ kép (hai mạch) đi song song trên hai hàng cột khác nhau thì giá tiền bằng 1,6 lần đường dây lộ đơn. Sở dĩ không nhân 2 vì tiền đền bù hoa màu, thâm đồ, trắc đạc, chi phí tổ chức công trường và thi công có giảm đi.

+ α_{vn} là hệ số vận hành bao gồm khấu hao tu sửa thường kỳ và quản lý mạng điện.

Trị số này trên thực tế phụ thuộc trình độ quản lý kỹ thuật, đặc điểm điều kiện làm việc của từng vùng, từng nước. Sau đây giới thiệu hệ số vận hành của một số loại đường dây và trạm để tham khảo (bảng 7-6).

Bảng 7-6. Hệ số vận hành α_{vn}

Tên công trình	Hệ số vận hành $\alpha_{vn}, \%$
Đường dây cột gỗ	12
Đường dây cột sắt	7
Đường dây cột bê tông	4
Trạm biến áp dưới 20 MVA	14

+ $Y_{\Delta A}$ - Chi phí về tổn thất điện năng hàng năm:

$$Y_{\Delta A} = \Delta A.C$$

C - giá tiền 1kWh điện năng tổn thất.

ΔA - điện năng tổn thất trong một năm

$$\Delta A = \Delta P\tau = \sum \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R\tau \quad (7-28)$$

trong đó:

τ : thời gian tổn thất công suất lớn nhất, tra theo giá trị T_{max} và $\cos\phi$ phụ tải.

Khi không cần chính xác lắm, ta có thể tìm τ chung cho toàn mạng điện dựa theo T_{max} và $\cos\phi$ bình quân.

Như vậy, theo số liệu tính toán từ biểu thức (7-27) có thể so sánh được nhiều phương án với nhau, còn với biểu thức (7-24) chỉ có thể so sánh các phương án theo từng đôi một.

Nếu các phương án có chi phí tính toán hàng năm Z chênh lệch nhau không quá 5% (tức là nằm trong phạm vi tính toán chính xác) được coi là tương đương nhau về mặt kinh tế. Trong trường hợp này muốn quyết định chọn phương án nào cần phải phân tích, cân nhắc một cách thận trọng và toàn diện. Lúc này người thiết kế phải nêu cao tinh thần trách nhiệm của mình, phải có quan điểm kinh tế - kỹ thuật đúng đắn, quán triệt và biết vận dụng một cách linh hoạt các chủ trương, chính sách của Nhà nước. Một khi đã tương đương nhau về kinh tế, nên chú ý các phương án có điện áp vận hành cao hơn, khối lượng kim loại màu sử dụng ít nhất, sơ đồ đấu dây mạng điện đơn giản nhất, có nhiều khả năng phát triển nhất, mức bảo đảm cung cấp điện cao, tổ chức thi công và quản lý vận hành đơn giản thuận lợi... Trong những tiêu chuẩn phụ nêu trên, tiêu chuẩn nào quan trọng tùy thuộc quan điểm người thiết kế quán triệt đường lối chính sách trong từng giai đoạn. Ví dụ nếu quan niệm trong thời gian ở nước ta phụ tải tiêu thụ điện cũng như các nhà máy điện sẽ phát triển với tốc độ rất nhanh thì phương án thích hợp hơn cả phải là phương án có nhiều khả năng phát triển sau này. Nếu quan niệm vấn đề mua thiết bị, dây dẫn của nước ngoài gặp khó khăn thì phương án dùng ít kim loại màu thiết bị dễ kiếm và thi công thuận lợi sẽ ưu việt hơn.

Phương pháp dựa trên chi phí tính toán hàng năm nhỏ nhất đơn giản và được áp dụng tương đối rộng rãi. Nhưng muốn so sánh được chặt chẽ và chính xác, thì trong biểu thức chi phí tính toán hàng năm của mỗi phương án cần thêm khoản tiền thiệt hại đối với sản xuất do sự cố mất điện.

II. Phương pháp hệ số phương án

Để xác định sơ đồ nối dây tối ưu ta có thể sử dụng phương pháp hệ số phương án.

Hệ số phương án K_{ij} được xác định như sau:

$$K_{ij} = (1 + \lambda) I_{ij} + 0,5 \lambda^2 L_{0i} \rightarrow \min$$

trong đó: λ là hệ số có giá trị $0 \neq \infty$;

I_{ij} là khoảng cách từ nguồn i đến tải j ;

L_{0i} là khoảng cách từ trạm biến áp đến nút i .

Hệ số λ được chọn bất kì. Sau đó ta xác định K_{ij} ứng với tất cả các điểm cần có điện.

Đầu tiên cho $i = 0$ (nguồn là trạm biến áp) sau đó chọn giá trị K_{ij} nhỏ nhất. Ta nối từ nguồn (trạm biến áp) đến điểm tải j có K_{ij} nhỏ nhất.

Giả sử cần xác định bảng K_{ij} $i = 1 \quad 2 \dots n$

Cho $\lambda = 0$ ta được các giá trị:

Sau đó so sánh các giá trị K_{ij} giả sử $K_{02} = \min$ ta nối nguồn 0 với điểm 2, lúc này 2 trở thành nguồn. Như vậy ta có 2 nguồn 0 và 2 có thể cấp điện cho các điểm tải khác. Ta tiếp tục xác định K_{2j} và so sánh các giá trị vừa tìm được cùng với các giá trị còn lại để tìm ra giá trị nhỏ nhất. Giả sử K_{21} nhỏ nhất ta nối 2 với 1. Cứ làm tương tự như vậy ta có sơ đồ nối điện.

Sau khi xác định được sơ đồ nối điện ứng với $\lambda = 0$ ta dựa vào đường cong tính toán xác định dòng điện chạy trên các đường dây và xác định ra Z của từng đoạn dây.

Xác định tổng chi phí $Z_{\Sigma 1} = \Sigma Z_{ij}$.

Tiếp đó cho λ nhận một giá trị bất kì khác, ta lập lại toàn bộ các bước tính như trên.

Giả sử cho $\lambda = 1$ tiến hành các bước tính toán hoàn toàn như trên cho đến khi ta xác định được Z_2 . Sau đó ta so sánh các giá trị Z_1 và Z_2 . Nếu $Z_1 > Z_2$ thì chúng ta nghiệm nằm đầu dãy ở ngoài khoảng giới hạn của λ mà ta đã chọn. Ta lấy giá trị λ tăng lên bằng 2, 3, ... và tính toán tương tự. Cứ tính toán như vậy cho đến khi tính được $Z_k > Z_{k-1}$ thì ta được sơ đồ nối điện tối ưu với $Z_{k-1} = \min$.

7.2.5. Tính toán chế độ để đánh giá các chỉ tiêu của mạng điện

Cần tính toán mạng điện ở ba chế độ max, min và sự cố để xác định các chỉ tiêu chính của mạng điện như sau:

- | | |
|--|---|
| 1- $\Delta U_{\max bt}$; | 7- Điện năng tải hàng năm; |
| 2- $\Delta U_{\max cs}$; | 8- Tổng tổn thất công suất $\Sigma \Delta P$ và $\Sigma \Delta P\%$; |
| 3- Tổng độ dài đường dây; | 9- Tổng tổn thất điện năng $\Sigma \Delta A$ và $\Sigma \Delta A\%$; |
| 4- Tổng dung lượng các trạm biến áp; | 10- Giá thành tải điện; |
| 5- Vốn đầu tư đường dây và trạm biến áp; | 11- Phí tổn vận hành hàng năm; |
| 6- Tổng phụ tải max; | 12- Giá thành mạng điện cho 1 MW. |

7.3. TÍNH TỔN THẤT ĐIỆN ÁP TRONG MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG

7.3.1. Khái niệm chung

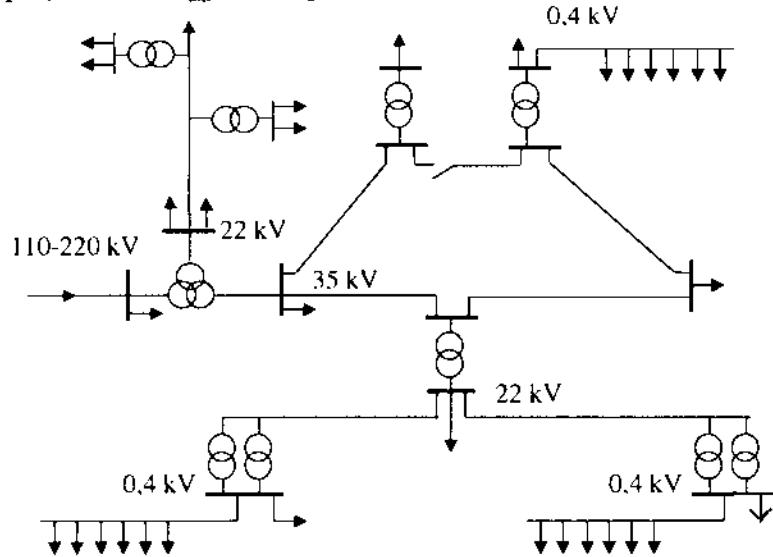
Mạng điện địa phương (hay còn gọi là mạng điện phân phối) là mạng điện cung cấp điện năng cho các hộ tiêu thụ nằm cách trung tâm cung cấp điện (nhà máy điện, trạm biến áp khu vực v.v...) không xa lắm, thường khoảng vài chục km; điện áp tải điện từ 6 kV đến 35 kV, có khi bao gồm cả điện áp 110 kV, đặt ngoài trời hay trong nhà. Nếu điện áp tải điện là 6 - 22 kV thì trước khi tới các hộ dùng điện còn phải qua máy biến áp giảm áp xuống 380/220V. Nếu điện áp là 110 hoặc 35 kV thì thông thường phải giảm qua điện áp trung gian 6 - 22 kV, rồi hạ xuống 380/220V, sau đó mới dẫn tới các hộ dùng điện, cũng có khi trực tiếp hạ từ 35 kV xuống ngay 380/220V (hình 7.19).

Nếu điện áp đặt vào phụ tải không hoàn toàn đúng với điện áp định mức của phụ tải yêu cầu thì ít nhiều đều ảnh hưởng không tốt đến tình trạng làm việc của phụ tải. Nói cách khác tổn thất điện áp trong mạch càng lớn thì chỉ tiêu kinh tế của các thiết bị dùng điện càng thấp.

Theo định nghĩa tổn thất điện áp bằng:

$$\Delta U\% = \frac{U - U_{dm}}{U_{dm}} 100$$

trong đó: U - điện áp đặt vào tải; U_{dm} - điện áp định mức của tải.



Hình 7.9. Ví dụ sơ đồ mạng điện địa phương.

Nguyên nhân gây ra tổn thất điện áp nơi tiêu thụ là do bản thân các hộ dùng điện và do sự biến đổi tình trạng vận hành của mạng điện.

Tổn thất điện áp cao nhất thường xuất hiện trong lúc sự cố hư hỏng đường dây hoặc máy phát lớn nhất của nhà máy điện.

Thực tế, không thể giữ được điện áp ở phụ tải luôn luôn đúng bằng định mức, nhưng nếu giữ được một tổn thất điện áp tương đối nhỏ thì các phụ tải vẫn đảm bảo chỉ tiêu vận hành kinh tế tốt. Muốn điện áp ở hộ dùng điện luôn luôn giữ được gần bằng định mức, bắt buộc phải áp dụng các biện pháp điều chỉnh điện áp.

7.3.2. Tính tổn thất điện áp trên đường dây của mạng điện địa phương

Xét một đường dây có một phụ tải (hình 7.10). Giả thiết đã biết điện áp pha ở cuối đường dây là U_2 và công suất pha của phụ tải S_{p2} cần tìm điện áp U_1 ở đầu đường dây. Từ sơ đồ thay thế của đường dây (hình 7.10b) thấy công suất pha S'_p ở cuối đường dây bằng:

$$S'_p = S_{p2} \text{ (chữ p để kí hiệu công suất pha).}$$

Công suất đầu đường dây S'_p bằng:

$$S'_p = S''_p + \Delta S_p \quad (7-29)$$

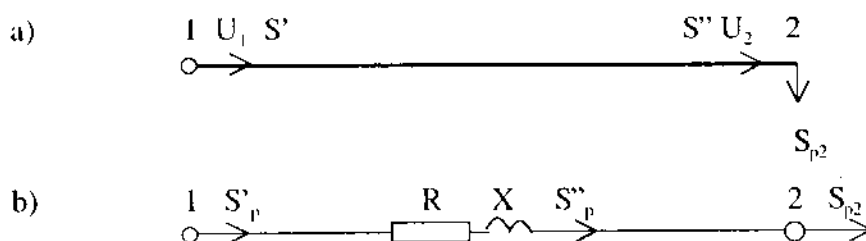
trong đó:

$\Delta S_p = \Delta P_p - j \Delta Q_p$ là tổn thất công suất trên đường dây

$$\Delta P_p = \frac{P''_p{}^2 + Q''_p{}^2}{U_2^2} R$$

và:

$$\Delta Q_p = \frac{P''_p{}^2 + Q''_p{}^2}{U_2^2} X$$



Hình 7.10. Sơ đồ đường dây tải điện.

$$\text{Vậy: } S'_p = P''_p + jQ''_p + \Delta P_p + j\Delta Q_p = (P''_p + \Delta P_p) + j(Q''_p + \Delta Q_p) = P'_p + jQ'_p \quad (7-30)$$

Quan hệ giữa điện áp pha của điểm 1 với điểm 2 được xác định bằng biểu thức sau:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_2 Z \quad (7-31)$$

trong đó:

\dot{I}_2 : dòng điện chạy trên đường dây;

Z : tổng trở của đường dây.

Dòng điện \dot{I}_2 có thể tính theo công suất và điện áp ở đầu hay ở cuối đường dây như sau:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}''_p}{\dot{U}_2} = \frac{P''_p + jQ''_p}{\dot{U}_2} \quad \text{hay} \quad \dot{I}_2 = \frac{\dot{S}'_p}{\dot{U}_1} = \frac{P'_p + jQ'_p}{\dot{U}_1}$$

Thay trị số \dot{I}_2 vào biểu thức (7-31) có

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \frac{P''_p + jQ''_p}{\dot{U}_2} Z$$

và:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \frac{P'_p + jQ'_p}{U_1} Z$$

Thay trị số $Z = R + jX$ được :

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{P'_p R - Q'_p X}{U_1} - j \frac{P'_p X + Q'_p R}{U_1} \quad (7-32)$$

và:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \frac{P''_p R + Q''_p X}{U_2} + j \frac{P''_p X + Q''_p R}{U_2} \quad (7-33)$$

Phân tích (7-32) thấy rằng $\frac{P'_p R - Q'_p X}{U_1}$ là thành phần cùng trục với vector U_1 thành phần này chính là thành phần dọc trục của vector điện áp giáng trên đường dây và gọi là $\Delta U'$.

$$\Delta U' = \frac{P'_p R - Q'_p X}{U_1}$$

Cũng từ (7-32) thấy rằng $j \frac{P'_p X + Q'_p R}{U_1}$ là một thành phần vuông góc với U_1 , đó chính là thành phần ngang trục của vector điện áp giáng trên đường dây gọi là $j\delta U'$

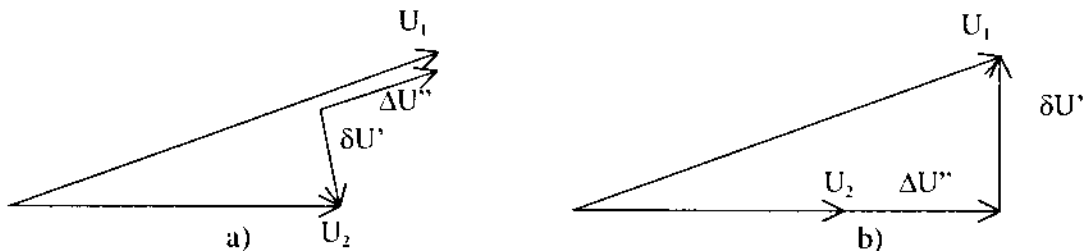
$$\delta U' = \frac{P'_p X + Q'_p R}{U_1}$$

Biểu thức (7-32) và (7-33) có thể viết như sau:

$$U_2 = U_1 - \Delta U' - j\delta U'$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U'' - j\delta U''$$

Và biểu diễn trên đồ thị vector hình (7.11a) và (7.11b):



Hình 7.11. Các đồ thị vector của điện áp đầu và cuối đường dây.

Vậy trị số điện áp U_1 và U_2 được tính như sau:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2} \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U')^2} \end{aligned} \right\} \quad (7-34)$$

Nếu nhân các trị số trên với $\sqrt{3}$, sẽ tính ra được điện áp dây

$$\left. \begin{aligned} U_{d1} &= \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2} \\ U_{d2} &= \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U')^2} \end{aligned} \right\} \quad (7-35)$$

Tính toán gần đúng, có thể bỏ thành phần δU và biểu thức trên sẽ là:

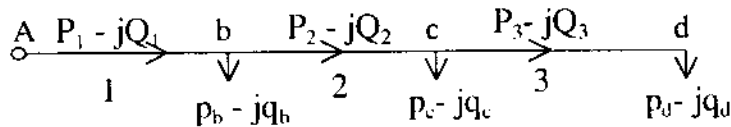
$$U_1 = U_2 + \Delta U \quad (7-36)$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U \quad (7-37)$$

Và:

$$\Delta U = \frac{P_r R + Q_p X}{U_1} = \frac{P_r R + Q_p X}{U_2} \quad (7-38)$$

Ví dụ: Xét một đường dây gồm ba phụ tải b, c, d (hình 7.12):



Hình 7.12. Sơ đồ mạng điện phương có ba phụ tải.

Nếu bỏ qua tổn thất công suất dọc đường dây thì công suất tải trên các đoạn đường như sau:

$$P_3 - jQ_3 = p_d - jq_d$$

$$P_2 - jQ_2 = (p_d + p_c) - j(q_d + q_c)$$

$$P_1 - jQ_1 = (p_d + p_c + p_b) - j(q_d + q_c + q_b)$$

Tổn thất điện áp trên toàn bộ đường dây (từ A tới d) bằng tổng số tổn thất điện áp trên từng đoạn đường dây:

$$\Delta U = \Delta U_3 + \Delta U_2 + \Delta U_1$$

Vậy:

$$\Delta U = \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_{dm}} + \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_{dm}} + \frac{P_1 r_1 + Q_1 x_1}{U_{dm}}$$

Có thể viết tổng quát như sau:

$$\Delta U = \frac{\sum_{m=1}^n P_m r_m + \sum_{m=1}^n Q_m x_m}{U_{dm}} \quad (7-39)$$

trong đó:

P_m, Q_m : công suất tác dụng và phản kháng trên đoạn thứ m của đường dây;

r_m, x_m : điện trở, cảm kháng đoạn thứ m của đường dây;

U_{dm} : điện áp tải định mức của đường dây.

Cũng phương pháp tính như trên, có thể viết một cách khác:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{dm}} \left[(p_d + p_c + p_b) r_1 + (p_c + p_d) r_2 + p_d r_3 \right] + \frac{1}{U_{dm}} \left[(q_d + p_c + p_b) x_1 + (p_c + p_d) x_2 + p_d x_3 \right]$$

Viết cho gọn lại có:

$$U = \frac{p_b r_1 + p_c (r_1 + r_2) + p_d (r_1 + r_2 + r_3) + q_b x_1}{U_{dm}} + \frac{q_b (x_1 + x_2) + q_d (x_1 + x_2 + x_3)}{U_{dm}} \quad (7-40)$$

Trên hình vẽ 7.13 gọi:

$$r_1 + r_2 + r_3 = R_d$$

$$r_1 + r_2 = R_c$$

$$r_1 = R_b$$

và cũng tương tự như trên đối với x , ta có: X_d, X_c, X_b .

Vậy biểu thức trên có thể viết như sau:

$$\Delta U = \frac{p_b R_b + p_c R_c + p_d R_d + q_b X_b + q_c X_c + q_d X_d}{U_{dm}} \quad (7-41)$$

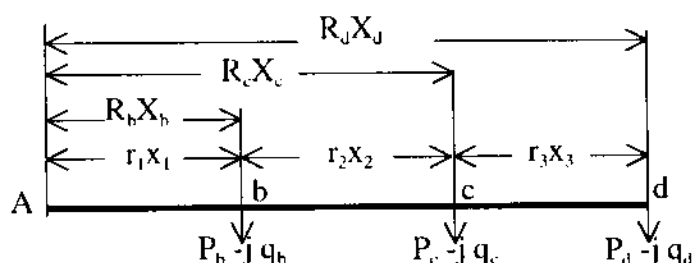
Viết một cách tổng quát:

$$\Delta U = \frac{\sum_{m=1}^n p_m R_m + \sum_{m=1}^n q_m X_m}{U_{dm}} \quad (7-42)$$

trong đó: P_m, q_m : phụ tải của hộ dùng điện thứ m ;

R_m, X_m : tổng trở kể từ đầu nguồn cung cấp điện tới hộ dùng điện thứ m .

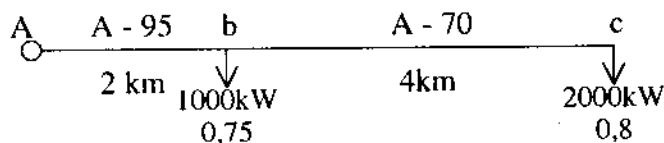
Vậy trong biểu thức (1) tổn thất điện áp được xác định theo công suất trên đường dây, còn trong biểu thức (2) thì tổn thất điện áp được xác định theo công suất của phụ tải.



Hình 7.13. Mạng điện địa phương có 3 phụ tải.

Ví dụ: Xác định tổn thất điện áp lớn nhất trên đường dây như hình 7-14. Đoạn Ab dùng dây nhôm A - 95 và đoạn bc dùng dây A - 70.

Dây dẫn bố trí theo hình tam giác đều có cạnh là 1,2m. Điện áp định mức của mạng 22kV. Phụ tải và hệ số công suất cho trên sơ đồ.



Hình 7.14. Mạng điện có 2 phụ tải.

Giải:

- Tra bảng 2 phụ lục 2:

Dây A - 95 có:

$$r_0 = 0,34 \Omega/\text{km}$$

$$x_0 = 0,35 \Omega/\text{km}$$

Dây A - 70 có:

$$r_0 = 0,45 \Omega/\text{km}$$

$$x_0 = 0,36 \Omega/\text{km}$$

Biết $Q = P \tan \varphi$, tìm được phụ tải tại điểm b và điểm c:

$$S_c = p_c - jq_c = 2000 - j 1500 \text{ kVA}$$

$$S_b = p_b - jq_b = 1000 - j 880 \text{ kVA}$$

Tổn thất điện áp lớn nhất trên đường dây đến điểm C được xác định theo biểu thức (7-39):

$$\begin{aligned} \Delta U_{AC} &= \frac{\sum_1^n P_m r_m + \sum_1^n Q_m x_m}{U_{dm}} = \\ &= \frac{(1000 + 2000)0,34.2 + 2000.0,45.4}{22} + \frac{(880 + 1500)0,35.2 + 1500.0,36.4}{22} = 430 \text{ V} \end{aligned}$$

Nếu dùng biểu thức (7-40) thì tổn thất điện áp trên đường dây viết như sau:

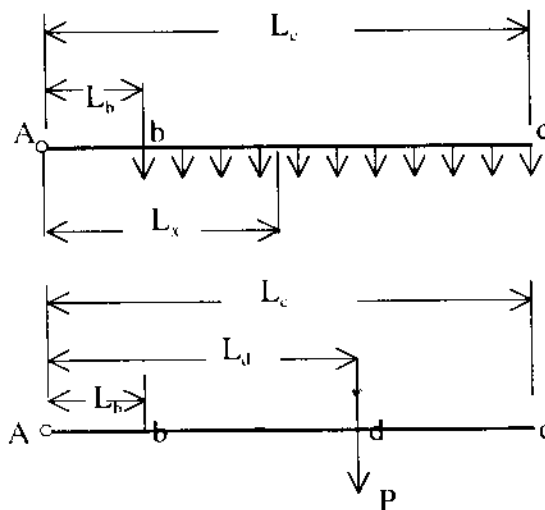
$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sum_1^n p_m R_m + \sum_1^n q_m X_m}{U_{dm}} \\ &= \frac{1000.0,34.2 + 2000(0,34.2 + 0,45.4)}{22} + \frac{880.0,35.2 + 1500(0,35.2 + 0,36.4)}{22} = 430 \text{ V} \end{aligned}$$

7.3.3. Tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố đều nhà ở đường phố

Một đường dây có nhiều phụ tải phân bố gần nhau có thể coi là đường dây có phụ tải phân bố đều, ví dụ như đường dây cung cấp cho các nhà ở đường phố.

Xét một đường dây có phụ tải phân bố đều từ b đến c (hình 7.15).

Giả thiết phụ tải có hệ số công suất $\cos \varphi = 1$. Giả thiết này cũng gần với thực tế nếu đường dây đó cung cấp cho phụ tải sinh hoạt. Gọi p_0 là



Hình 7.15.

công suất phân bố trên một đơn vị chiều dài của đường dây.

Công suất trên một nguyên tố chiều dài dL sẽ là:

$$dp = p_0 dL \quad (7-43)$$

Công suất đó đặt cách điểm A một đoạn L_x sẽ gây tổn thất điện áp là:

$$d\Delta U = \frac{r_0 dp L_x}{U_{dm}} = \frac{r_0 p_0 dL L_x}{U_{dm}} \quad (7-44)$$

Tổn thất điện áp đến điểm C của mạng điện:

$$\begin{aligned} \Delta U_{AC} &= \int_{L_b}^{L_c} d\Delta U = \int_{L_b}^{L_c} \frac{r_0 p_0 dL L_x}{U_{dm}} = \frac{r_0 p_0}{U_{dm}} \int_{L_b}^{L_c} L_x dL \\ &= \frac{r_0 p_0}{U_{dm}} \times \frac{L_c^2 - L_b^2}{2} = \frac{r_0 p_0}{U_{dm}} \times \frac{L_c + L_b}{2} (L_c - L_b) \end{aligned} \quad (7-45)$$

ta nhận thấy:

$$\frac{L_c + L_b}{2} = L_d \quad (\text{d là điểm giữa của đoạn bc})$$

$$\text{và} \quad (L_c - L_b) = P$$

Vậy:

$$\Delta U = \frac{r_0 P L_d}{U_{dm}} = \frac{P R_d}{U_{dm}} \quad (7-46)$$

Biểu thức (7-46) cho thấy rằng: để xác định tổn thất điện áp trên đường dây có phụ tải phân bố đều, có thể thay những phụ tải phân bố đều bằng một phụ tải tập trung đặt tại điểm giữa của đoạn phụ tải phân bố đều đó. Phụ tải tập trung bằng tổng phụ tải phân bố của đường dây.

Trường hợp thường gặp nhất là phụ tải phân bố đều dọc toàn bộ đường dây, tức là từ điểm cung cấp A đến điểm c. Trong trường hợp đó, tổn thất điện áp vẫn được tính bằng biểu thức (7-46) với $L_b = 0$

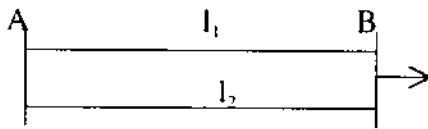
$$\Delta U_{AC} = \frac{r_0 P}{U_{dm}} \times \frac{L_c}{2} \quad (7-47)$$

Điều này tương ứng với việc đặt một phụ tải tập trung tại giữa đường dây.

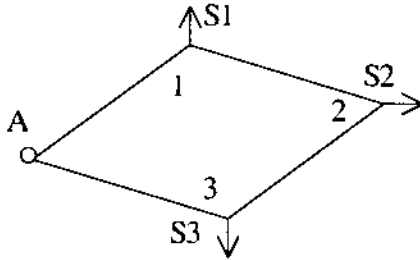
§7.4. XÁC ĐỊNH TỔN THẤT ĐIỆN ÁP TRONG MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG KÍN

7.4.1. KHÁI NIỆM CHUNG

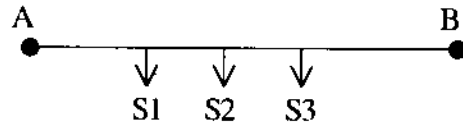
Mạng điện kín là mạng điện mà mỗi hộ tiêu thụ điện được cung cấp ít nhất từ hai phía. Mạng kín đơn giản nhất là đường dây kép cung cấp điện cho một phụ tải (hình 7.16) ngoài ra mạng kín có thể là mạng vòng do một nguồn cung cấp (hình 7.17) hoặc là mạng đường dây chỉ có hai nguồn cung cấp (hình 7.18).



Hình 7.16. Mạng kín gồm hai đường dây l_1, l_2 .



Hình 7.17. Mạng kín một nguồn A.



Hình 7.18. Mạng kín gồm hai nguồn cung cấp A và B.

Mạng điện kín có những ưu điểm sau đây:

- Tăng cường tính liên tục cung cấp điện vì một hộ thường có hai nguồn cung cấp. Vì vậy đối với phụ tải loại I thường được thiết kế cung cấp điện bằng mạng kín.

- Trong trường hợp vận hành bình thường tổn thất điện áp, tổn thất công suất có thể nhỏ hơn mạng hở.

Tuy nhiên mạng kín cũng có một số nhược điểm như:

- Khi sự cố chẳng hạn như đứt một nhánh phía đầu nguồn (đoạn A_{S1} , trên hình 3.4 mạng trở thành hở, tổn thất công suất, điện áp đều lớn, có thể vượt quá giá trị cho phép.

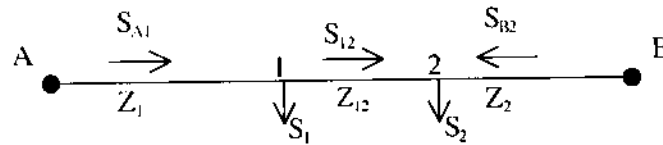
- Thực hiện bảo vệ rơle trong mạng kín có phần phức tạp hơn so với mạng hở, thường phải dùng bảo vệ có hướng hoặc bảo vệ khoảng cách.

Một khó khăn chủ yếu trong tính toán mạng kín xác định dòng điện hoặc công suất đi trên các nhánh trong mạng, để xác định tiết diện dây dẫn và tiến hành các tính toán khác về điện. Nhưng sự phân bố công suất trên các nhánh lại phụ thuộc tổng trở (Z) của các nhánh nghĩa là phụ thuộc tiết diện dây dẫn. Vì vậy tính toán mạng kín phải tiến hành từng bước, dần dần.

7-4-2. Xác định công suất trên các nhánh

7-4-2-1-Điểm phân công suất

Ví dụ. Có mạng điện kín cung cấp điện cho hai phụ tải S_1, S_2 . Ở đây S_1, S_2 là phụ tải tính toán nghĩa là đã kể đến tổn thất công suất trong máy biến áp hạ áp.



Hình 7.19. Sơ đồ xác định công suất trên các nhánh.

Giả thiết đã biết:

- Trị số phụ tải lớn nhất S_1, S_2 .
- Chiều dài và tiết diện dây dẫn các nhánh, nghĩa là đã biết tổng trở Z_1, Z_{12} , và Z_2 .
- Điện áp ở hai nguồn U_A và U_B trường hợp chung xét $U_A \neq U_B$.

Cần xác định công suất đi trên các nhánh: S_{A1}, S_{12} , và S_{B2} .

Chiều công suất S_{A1} và S_{B2} rõ ràng như trên hình 7.19. Còn chiều công suất trên đoạn 1 - 2, trước tiên giả thiết như trên hình 7.19.

Có thể viết phương trình biểu diễn điện áp giáng từ nguồn A đến nguồn B:

$$U_A - U_B = \sqrt{3} (I_{A1}Z_1 + I_{12}Z_{12} - I_{B2}Z_2) \quad (7-48)$$

Có thể thay dòng điện nhánh I_{12} và I_{B2} bằng các dòng điện phụ tải I_1 và I_2 :

$$I_{12} = I_{A1} - I_1$$

$$I_{B2} = I_1 + I_2 - I_{A1}$$

Thay vào (7-48) có:

$$U_A - U_B = \sqrt{3} (I_{A1}Z_1 + I_{A1}Z_{12} - I_1Z_{12} - I_1Z_1 - I_2Z_2 + I_{A1}Z_2)$$

Đặt: $Z_1 + Z_{12} + Z_2 = Z_{\Sigma}$

$$Z_{12} + Z_2 = Z_{1B}$$

$$Z_2 = Z_{2B}$$

Có

$$U_A - U_B = \sqrt{3} (I_{A1}I_{\Sigma} - I_1Z_{1B} - I_2Z_{2B})$$

Rút ra:

$$I_{A1} = \frac{I_1Z_{1B} + I_2Z_{2B}}{Z_{\Sigma}} + \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} \quad (7-49)$$

Từ công thức (7-49) thấy rằng:

Dòng điện đi trên đoạn A - I gồm hai thành phần:

- Thành phần chủ yếu, phụ thuộc các phụ tải 1, 2 và tổng trở trong mạng.
- Thành phần dòng điện cân bằng chỉ phụ thuộc vào độ lệch điện áp giữa A và B ($U_A - U_B$) và tổng trở của mạng mà không phụ thuộc trị số các phụ tải.

Trong mạng địa phương, thường coi điện áp hai nguồn bằng nhau $U_A = U_B$, lúc đó có:

$$I_{A1} = \frac{I_1Z_{1B} + I_2Z_{2B}}{Z_{\Sigma}} \quad (7-50)$$

Từ công thức (7-50) cho thấy cách xác định các dòng điện đi từ nguồn ra như sau: lấy tổng của các tích dòng điện phụ tải với cánh tay đòn (tính bằng tổng trở Z_{1B}) từ phụ tải tương ứng đến nguồn kia, chia cho tổng các tổng trở giữa hai nguồn. Tương tự như vậy có thể xác định I_{B2}

$$I_{B2} = \frac{I_1Z_{1A} + I_2Z_{2A}}{Z_{\Sigma}}$$

trong đó:

$$Z_{1A} = Z_1; Z_{2A} = Z_{12} + Z_1$$

Ngoài ra cần thử lại theo công thức:

$$I_{A1} + I_{B2} = I_1 + I_2$$

Trong thực tế, phụ tải thường cho ở dạng công suất:

$S_1 = P_1 - jQ_1$; $S_2 = P_2 - jQ_2$. Công thức (7-50) có thể viết dưới dạng công suất. Nhân (7-50) với $\sqrt{3}\hat{U}_{dm}$ có:

$$S_{A1} = \frac{S_1Z_{1B} + S_2Z_{2B}}{Z_{\Sigma}} \quad (7-51)$$

Tổng quát, nếu có mạng kín cung cấp cho n phụ tải từ hai nguồn A, B thì S_{A1} xác định:

$$S_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Z_{iB}}{Z_{\Sigma}} \quad (7-52)$$

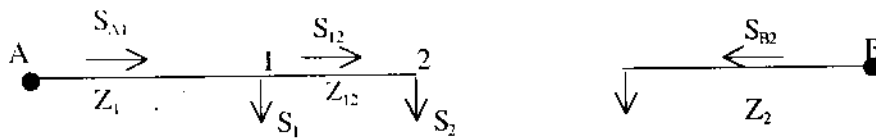
Sau khi xác định được công suất đi ra từ hai nguồn A, B là S_{A1} và S_{B2} có thể tìm được công suất đi trên các nhánh ở giữa. Chiều S_{12} trên hình 7.19 là theo giả thiết.

Trong trường hợp này $S_{12} = S_{A1} - S_1$

Nếu S_{12} tính ra có trị số dương nghĩa là chiều chọn như trên hình 7.20 là đúng, nếu có trị số âm thì S_{12} có chiều ngược lại. Sau khi xác định được chiều và trị số của S_{12} , sẽ xác định được điểm, mà tại đó phụ tải nhận công suất từ hai phía, gọi là điểm phân công suất.

Vì trị số các phụ tải bao gồm công suất tác dụng và phản kháng nên điểm phân công suất trong mạng kín có thể là duy nhất, cũng có thể là riêng rẽ: nghĩa là điểm phân công suất tác dụng khác với điểm phân công suất phản kháng.

Sau khi xác định được điểm phân công suất trong mạng kín có thể tách thành hai mạch hở và việc tính toán tiến hành thuận tiện hơn. Chẳng hạn trên hình 7.19 điểm 2 là điểm phân công suất chung, có thể tách thành hai mạch hở sau:



Hình 7.20. Mạng kín tách thành hai mạng hở.

7-4-2-2. Các trường hợp riêng về phân bố công suất trong mạng kín

1. Mạng điện chỉ kể đến điện trở tác dụng ($x_0 \approx 0$)

Đó là đối với những mạng tiết điện nhỏ, điện áp thấp và cấp dưới 10kV. Lúc đó công thức (7-51) có dạng:

$$S_{A1} = P_{A1} - jQ_{A1} = \frac{(P_1 - jQ_1)R_{1B} + (P_2 - jQ_2)R_{2B}}{R_{\Sigma}}$$

Hoặc viết:

$$P_{A1} = \frac{P_1 R_{1B} + P_2 R_{2B}}{R_{\Sigma}} ; \quad Q_{A1} = \frac{Q_1 R_{1B} + Q_2 R_{2B}}{R_{\Sigma}}$$

Như vậy việc phân bố công suất tác dụng và phản kháng có thể tính riêng rẽ, chỉ phụ thuộc điện trở của mạng.

2. Mạng điện đồng nhất

Là mạng mà ở các nhánh đều có tỉ số $\frac{x_0}{r_0} = \text{const}$

Lúc đó công thức (7-52) có thể viết

$$S_{A1} = \frac{\sum_1^n S_i Z_{iB}}{Z} = \frac{\sum_1^n S_i (1 + j \frac{x_0}{r_0}) r_0 L_{iB}}{(1 + j \frac{x_0}{r_0}) r_0 L_{\Sigma}}$$

Hoặc:

$$S_{A1} = \frac{\sum_1^n S_i Z_{iB}}{Z_{\Sigma}} \quad (7-54)$$

Nghĩa là công suất phân bố theo điện trở tác dụng của mạng.

Mạng điện đồng nhất không nhất thiết là có cùng tiết diện ở mọi đoạn. Vì nếu tiết diện các đoạn khác nhau (r_0 khác nhau) nhưng dây dẫn bố trí ở các đoạn khác nhau (x_0 cũng khác nhau) thì có thể dẫn đến tỉ số $\frac{x_0}{r_0} = \text{const}$ ở mọi đoạn.

3. Mạng điện cùng tiết diện

Thường ở mạng kín nếu thiết kế các đoạn cùng tiết diện dây dẫn ($r_0 = \text{const}$), thì cảm kháng đơn vị chiều dài của các đoạn cũng như nhau ($x_0 = \text{const}$).

Lúc đó công thức (7-52) viết được:

$$S_{A1} = \frac{\sum_1^n S_i (r_0 + jx_0) L_{iB}}{(r_0 + jx_0) L_{\Sigma}} = \frac{\sum_1^n S_i L_{iB}}{L_{\Sigma}}$$

Như vậy, công suất phân bố theo chiều dài và sự phân bố của công suất tác dụng và phản kháng cũng có thể tính toán riêng biệt

Ví dụ. Nguồn A cung cấp điện cho hai phụ tải S_1, S_2 theo mạng kín. Số liệu ghi trên hình 7.21.

Toàn bộ các đoạn dùng cùng thiết diện AC – 120

Dây dẫn bố trí trên mặt phẳng ngang:

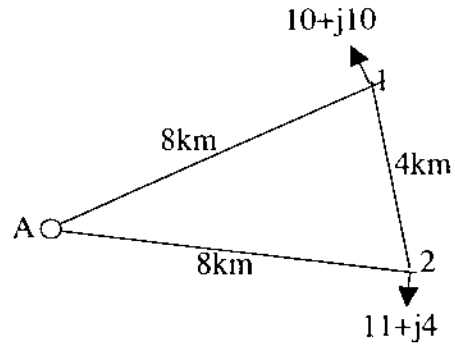
$D_{tb} = 3,5m$

Xác định điểm phân công suất của mạng.

Giải: Đây là mạng đồng nhất. Xác định P_{A1}

và Q_{A1} :

$$P_{A1} = \frac{P_1 L_{12A} + P_2 L_{21A}}{L_{\Sigma}} = \frac{10(4+8) + 11.8}{4+8+8} = 10,4MW$$



Hình 7.21.

Tương tự:

$$Q_{A1} = \frac{10.12 + 4.8}{20} = 7,6MVA_r$$

Xác định:

$$P_{A2} = \frac{P_1 L_{1A} + P_2 L_{2A}}{L_{\Sigma}} = \frac{10.8 + 11.12}{20} = 10,6MW$$

Tương tự:

$$Q_{A2} = \frac{10.8 + 4.12}{20} = 6,4MVA_r$$

Thử lại:

$$P_{A1} + P_{A2} = 10,4 + 10,6 = 21MW = P_1 + P_2$$

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 7,6 + 6,4 = 14 MVA_r = Q_1 + Q_2$$

Biết P_{A1} , Q_{A1} , xác định được công suất đi trên đoạn 1 - 2

$$S_{12} = S_{A1} - S_1 = 10,4 - j7,6 - 10 + j10 = 0,4 + j2,4$$

Như vậy: P_{12} có chiều đi từ 1 đến 2 còn Q_{12} có chiều đi từ 2 đến 1. Nói cách khác điểm 1 là điểm phân công suất phản kháng, còn 2 điểm là phân công suất tác dụng.

7-4-3. Xác định tổn thất điện áp trong mạng kín

Đối với mạng kín cần xác định tổn thất điện trong trường hợp bình thường và sự cố. Ví dụ có mạng kín cung cấp điện cho hai phụ tải S_1 , S_2 , như trên hình 7. 21.

Trong trường hợp vận hành bình thường cần xác định tổn thất điện áp lớn nhất ΔU_{max} từ nguồn A đến điểm xa nhất (tức là điểm có điện áp thấp nhất). Trong mạng kín điểm phân công

suất chung (P và Q) là điểm nhận công suất từ hai phía nên điểm đó lẽ là “trùng” nhất, nghĩa là có điện áp thấp nhất.

Tóm lại đối với mạng kín muốn xác định ΔU_{\max} lúc bình thường phải tính toán theo các bước:

- Xác định công suất đi trên các nhánh S_{A1} , S_{A2} , và S_{12} .
- Xác định điểm phân công suất. Nếu điểm đó là duy nhất cho P và Q thì điểm đó có điện áp thấp nhất trong mạng.
- Nếu điện áp ở hai nguồn bằng nhau ($U_A = U_B$) thì ΔU_{\max} tính bằng tổn thất điện áp từ A đến điểm phân công suất. Chẳng hạn trong trường hợp hình 7.21, điểm 2 là điểm phân công suất chung thì:

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A12} = \Delta U_{A2}$$

$$\Delta U_{\max} = \frac{P_{A2}R_{A2} + Q_{A2}X_{A2}}{U_{dm}} = \frac{P_{A1}R_{A1} + P_{12}R_{12} + Q_{A1}X_{A1} + Q_{12}X_{12}}{U_{dm}}$$

Trong trường hợp điểm phân công suất tác dụng và phản kháng không trùng nhau thì chưa rõ điểm nào có điện áp thấp hơn. Lúc đó phải tính ΔU từ nguồn đến cả hai điểm, so sánh lấy ΔU lớn hơn.

Ví dụ. Trở lại ví dụ trên hình 7.21. Cần xác định U_{\max} trong mạng lúc vận hành bình thường.

Tra số liệu dây AC - 120

$$\begin{cases} r_0 = 0,27 \ \Omega/\text{km} \\ x_0 = 0,4 \ \Omega/\text{km} \end{cases}$$

Thay vào công thức (7-39)

$$\Delta U_{A1} = \frac{10,4 \cdot 0,27 \cdot 8 + 7,6 \cdot 0,4 \cdot 8}{35} = 1,345 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{A2} = \frac{10,6 \cdot 0,27 \cdot 8 + 6,4 \cdot 0,4 \cdot 8}{35} = 1,245 \text{ kV}$$

Vậy $\Delta U_{\max} = 1,345 \text{ kV}$ và điểm 1 có điện áp thấp nhất trong mạng.

Trong mạng kín ngoài trị số ΔU_{\max} lúc vận hành bình thường, còn phải xác định trị số ΔU_{\max} khi sự cố. Thường xét trường hợp đứt dây trong mạng kín, mạng trở thành hở, phụ tải lớn nhất phải cung cấp từ một nguồn. Lúc đó phải xét sự cố trên đoạn nào nguy hiểm nhất, để cho

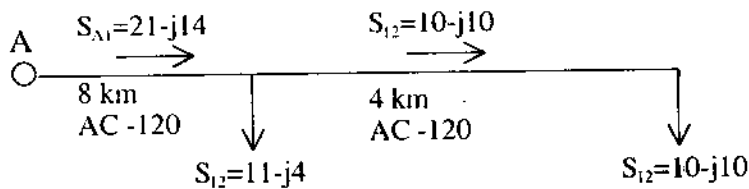
ΔU trong mạng là lớn nhất. Chẳng hạn đối với mạng hình 7.21 cần xác định ΔU khi đứt đoạn A - 1 hoặc khi đứt đoạn A - 2. Trong trường hợp cụ thể có thể thấy ngay đứt đoạn nào nguy hiểm hơn.

Ví dụ: Xác định ΔU_{\max} trong trường hợp sự cố ở mạng nêu trên hình 7.22.

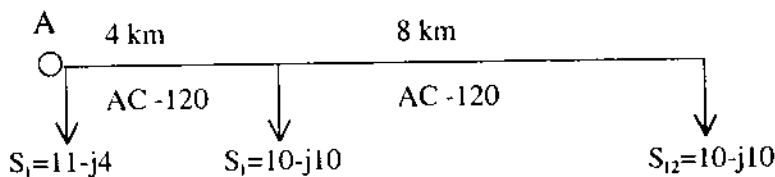
a. Khi đứt đoạn A - 1 (đang vận hành với phụ tải lớn nhất) lúc đó mạng trở thành:

$$\Delta U_{A1} = \frac{10.0,27.4 + 21.0,27.8}{35} + \frac{10.0,4.4 + 14.0,4.8}{35} = 3,35 \text{ kV}$$

Khi đứt đoạn mạng A - 2 mạng có dạng:



Hình 7.22. Sơ đồ xác định ΔU_{\max} sự cố



Hình 7.23. Sơ đồ xác định ΔU_{\max} sự cố

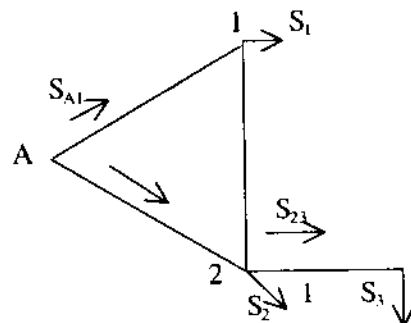
$$\Delta U_{A2} = \frac{1}{35} (11.0,27.4 + 21.0,27.8 + 4.0,4.4 + 14.0,4.8) = 3,1 \text{ kV}$$

$$\Delta U_{\max \text{ sự cố}} = 3,35$$

Nghĩa là đứt đoạn A - 1 nguy hiểm hơn.

Trong trường hợp mạng điện kín có nhánh rẽ, chẳng hạn như trên hình 7.24.

Muốn xác định ΔU_{\max} phải tiến hành các bước sau:- Xác định phân bố công suất lúc bình thường để tìm điểm phân công suất. Nghĩa là tìm S_{A1} , S_{A2} , S_{13} còn S_{23} đã biết.



Hình 7.24.

Ở đây cần chú ý là khi tính phân bố công suất phụ tải S_3 phải tập trung về nút 2.

- Sau khi xác định được điểm phân công suất, ở đây hoặc điểm 1 hoặc 2 hoặc cả 1 và 2, cần xác định ΔU_{\max} lúc bình thường.

Nếu 2 là điểm phân công suất thì ΔU_{\max} là tính từ A đến 2 rồi đến 3 ($\Delta U_{A23} = \Delta U_{\max}$).

Nếu 1 là điểm phân công suất thì phải tính ΔU_{A1} và ΔU_{A23} rồi so sánh lấy trị số lớn hơn.

Trường hợp sự cố ở đây thường giả thiết đứt đoạn A -2. Lúc đó $\Delta U_{\max-c} = \Delta U_{A123}$. Nếu đứt đoạn A -1 thì phải tính ΔU_{A21} và ΔU_{A23} so sánh lấy trị số lớn hơn.

4. Xác định tiết diện dây dẫn trong mạng kín

Như trên đã biết, một trong những khó khăn khi tính toán mạng điện kín là xác định tiết diện dây dẫn. Vì vậy phải tiến hành theo phương pháp gần đúng như sau:

Đã biết vị trí, độ lớn của các phụ tải, xác định phân bố công suất theo chiều dài các đoạn trong mạng bằng công thức (4 -7)

$$S_{A1} = \frac{\sum_1^n S_i L_i B}{L_{\Sigma}}$$

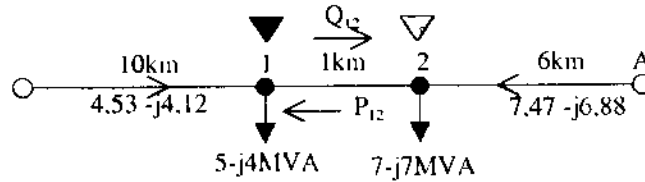
Sau khi xác định được công suất đi trên các đoạn và điểm phân công suất, căn cứ vào tính chất của mạng để lựa chọn tiết diện:

- Nếu là mạng điện địa phương có phụ tải gần nhau, chọn cùng tiết diện cho mọi đoạn và lúc ấy lấy ΔU từ nguồn đến điểm phân công suất bằng ΔU_{cp} (tổn thất điện áp cho phép).

Nếu là mạng địa phương nông nghiệp có T_{\max} nhỏ ($T_{\max} = 2000 - 3000h/năm$) thì chọn tiết diện ở các đoạn, khác nhau theo điều kiện tổng kim loại trong mạng là nhỏ nhất.

- Nếu là mạng địa phương loại công nghiệp có T_{\max} lớn ($T_{\max} = 4500 - 6000h/năm$) thì chọn tiết diện ở các đoạn khác nhau theo điều kiện tổn thất điện năng trong mạng nhỏ nhất, tức là điều kiện mật độ dòng điện ở các đoạn là không đổi. Sau khi xác định mật độ dòng điện tính toán j_n cần so sánh với mật độ j_{kt} và lấy trị số bé hơn để tính tiết diện.

Ví dụ: Có mạng kín 35kV cung cấp điện cho hai phụ tải 1 và 2. Mức tổn thất điện áp cho phép lúc bình thường $\Delta U_{cp} = 4\%$ lúc sự cố $\Delta U_{cp} = 12\%$. Toàn mạng cùng tiết diện, dùng dây nhôm lõi thép AC. Sơ đồ mạng cho trên hình 7.25. Xác định tiết diện dây dẫn trong mạng.



Hình 7.25. Sơ đồ cung cấp điện.

Trước hết phải xác định sự phân bố công suất trong mạng. Ở đây vì các đoạn cùng tiết diện nên công suất phân bố theo chiều dài:

Theo công thức (4 - 7)

$$P_{A1} = \frac{P_1 l_{1A} + P_2 l_{2A}}{L_{\Sigma}} = \frac{5.7 + 7.6}{17} = 4,53 \text{ MW}$$

$$\text{Tương tự: } Q_{A1} = \frac{4.7 + 7.6}{17} = 4,12 \text{ MVar}$$

Đối với công suất P_{A2} , Q_{A2} tính ra được:

$$P_{A2} = 7,47 \text{ MW}$$

$$Q_{A2} = 6,88 \text{ MVar}$$

Từ đây thấy rằng 1 là điểm phân công suất tác dụng và 2 là điểm phân công suất phản kháng.

$$S_{12} = S_{A1} - S_1 = 4,53 - j4,12 - 5 + j4 = -0,47 - j0,12$$

Như vậy, chưa rõ giữa 1 và điểm 2 nào có điện áp thấp hơn. Nhưng vì công suất đi trên đoạn 1 - 2 rất bé và chiều dài đoạn 1 - 2 cũng ngắn, nên có thể xem điện áp hai điểm đó gần như nhau.

Lấy điểm 2 để tính: $\Delta U_{cp} = \Delta U' + \Delta U''$

$$\Delta U_{cp} \text{ lúc bình thường: } 0,04 \cdot 35 = 1,40 \text{ kV}$$

$$\text{Thành phần } \Delta U'' = \frac{x_0 Q_{A2} l_{A2}}{U_{dm}} = \frac{0,4 \cdot 6,88 \cdot 6}{35} = 0,473 \text{ kV} \quad (\text{lấy } x_0 = 0,4 \Omega/\text{km})$$

$$\Delta U' = 1,40 - 0,473 \approx 0,92 \text{ kV}$$

Tiết diện đoạn A - 2 xác định theo công thức:

$$F = \frac{P_{\Lambda 2} I_{\Lambda 2}}{\gamma_{\Lambda} \Delta U' U_{\text{đm}}}$$

trong đó: $\gamma_{\Lambda} = 31,7 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$; $F = \frac{7,47 \times 6 \cdot 10^3}{31,7 \cdot 0,92 \cdot 35} = 41,5 \text{mm}^2$.

Tra phụ lục 3 lấy tiết diện tiêu chuẩn: AC - 50

AC - 50 có $r_0 = 0,65 \Omega/\text{km}$;

$$x_0 = 0,43 \Omega/\text{km}.$$

Thứ lại. Lúc bình thường

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{6(7,47 \cdot 0,65 + 6,88 \cdot 0,43)}{35} = 1,34 \text{kV}$$

$$\Delta U_{\text{max}} < \Delta U_{\text{cp}}$$

Tuy đoạn 1 - 2 tải công suất rất bé nhưng cũng phải chọn tiết diện AC - 50 vì khi sự cố trên đó tải công suất lớn.

Khi sự cố, đứt đoạn A - 2 lúc phụ tải lớn nhất:

$$\Delta U_{\text{sự cố}} = \frac{(12 \cdot 0,65 + 11 \cdot 0,43)10 + 7(0,65 + 0,43)l}{35} = 3,8 \text{kV}$$

$$\Delta_{\text{sự cố}} \% = \frac{3,8}{35} 100 = 10,9\% < U_{\text{cp sự cố}}$$

5. Chỉ tiêu kinh tế đối với mạng kín

Đối với mạng kín thường không thể căn cứ vào mật độ kinh tế dòng điện để lựa chọn tiết diện dây dẫn ở mọi đoạn. Vì ở mạng kín có những đoạn mà trong tình trạng bình thường công suất đi trên đó rất bé, nhưng lúc sự cố phải tải công suất lớn.

Vì vậy ngoài khái niệm về mật độ kinh tế dòng điện j_{kt} (đảm bảo chi phí tính toán hàng năm Z là nhỏ nhất) còn có thể dùng chỉ tiêu suất tổn thất công suất trên 1kg kim loại dây dẫn $\Delta P/G$ (W/kg).

trong đó: $\Delta P = \sum 3I^2 R = \sum 3F^2 j^2 \rho \frac{l}{F}$

$$G = \sum 3El\sigma$$

ở đây:

σ : tỉ trọng của vật liệu dây, g/cm^3 ;

l : chiều dài mỗi đoạn trong mạng, km.

j : mật độ dòng điện, A/mm²;

F : tiết diện dây dẫn, mm².

$$\text{Vậy } \frac{\Delta P}{G} = \rho \frac{j^2}{\sigma}$$

Nếu thay $j = j_{kt}$, có trị số suất tổn thất công suất kinh tế

$$\frac{\Delta P}{G} = \rho \frac{j_{kt}^2}{\sigma}$$

Bảng 7-7 trình bày suất tổn thất công suất kinh tế ứng với các loại vật liệu và các trị số Tmax khác nhau để tham khảo khi tính toán mạng kín. Như vậy, đối với mạng kín sau khi xác định được tiết diện các đoạn và tổn thất công suất trong toàn mạng, thì xác định suất tổn thất công suất của mạng $\frac{\Delta P}{G}$ và đem so với các trị số tương ứng trong bảng 7.7.

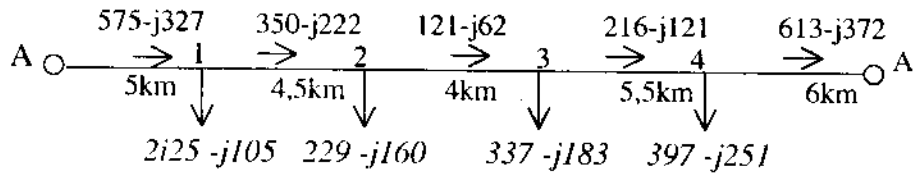
Bảng 7.7. Suất tổn thất công suất kinh tế (W/kg)

Loại dây dẫn	Giá trị Tmax (h/năm)		
	1000 - 3000	3000 - 5000	Trên 5000
Dây trần: - Đồng	13,6	9,6	7,1
- Nhôm	20,0		
Dây bọc cao su, hoặc cáp cách điện giấy, ruột: Đồng	21,7	13,8	8,8
Nhôm	30,2	23,2	17,1

Nếu bé hơn trị số trong bảng 7.7 thì điều đó chứng tỏ rằng chi phí về kim loại ở mạng thiết kế sẽ nhiều hơn nếu chọn tiết diện theo mật độ kinh tế. Trong trường hợp này cần xét xem có thể giảm tiết diện ở một số đoạn nào đó nhưng vẫn phải đảm bảo $\Delta U_{max} \leq \Delta U_{cp}$ lúc bình thường cũng như khi sự cố.

Nếu lớn hơn trị số trong bảng 7.7 thì có thể tăng tiết diện dây dẫn ở những đoạn tải nặng, vì như vậy càng gần với điều kiện kinh tế (Z_{min}) mà tổn thất điện áp càng giảm đi. Sau khi tăng tiết diện cần tiến hành tính toán lại.

Ví dụ: Một mạng điện kín cung cấp điện từ nguồn A đến các phụ tải 1, 2, 3, 4 cho trên hình 7.26. Các đoạn được chọn cùng tiết diện loại dây nhôm. Điện áp ở thanh cái trạm cung cấp A trong trường hợp phụ tải lớn nhất $U_A = 10,5\text{kV}$. Sau khi xác định phân bố công suất, tìm được điểm 3 là điểm phân công suất tác dụng và phản kháng. Trị số và chiều công suất trên các đoạn ghi ở hình 7.26, tính bằng kVA.



Hình 7.26. Sơ đồ mạng kín xác định phân bố công suất.

Căn cứ trị số ΔU_{cp} ở đây lấy $\Delta U_{cp} = 4\% U_{dm}$ theo công thức xác định tiết diện dây dẫn:

$$F = \frac{\sum P l}{\gamma \Delta U' U_{dm}}$$

Xác định được tiết diện chung cho các đoạn là: A - 35, dây A - 35 có $r_0 = 0,915\Omega/\text{km}$, $x_0 = 0,35\Omega/\text{km}$.

Thử lại. Trong trường hợp đứt đoạn A - 1

$$\Delta U_{max} = UA4321 = 1600\text{V}$$

$$\Delta U_{max} \% = \frac{1600}{10500} \cdot 100 = 15,2\%$$

Điện áp ở điểm 1 lúc đó có trị số:

$$U_1 = 10500 - 1600 = 8900\text{V}$$

Như vậy độ lệch so với điện áp định mức:

$$\Delta U_1 = \frac{8,9 - 10}{10} \cdot 100 = -11\% \text{ có thể cho phép.}$$

Xác định tổn thất công suất toàn mạng:

$$\Delta P = \sum \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r \cdot 10^{-3} = \frac{r_0}{U^2} \sum (P^2 + Q^2) l \cdot 10^{-3} \text{ kW}$$

$$\Delta P = \frac{0,915}{10^2} \left[(575^2 + 327^2)5 + (350^2 + 222^2)4,5 + (121^2 + 62^2)4 \right. \\ \left. + (216^2 + 121^2)5,5 + (613^2 + 372^2)6 \right] 10^{-3} = 59\text{kW}$$

Tổng công suất lớn nhất của phụ tải:

$$\Sigma P = 1188 \text{ kW}$$

$$\text{Vậy } \Delta P\% = \frac{59}{1188} \cdot 100 = 5\%$$

Xác định suất tổn thất công suất trên đơn vị trọng lượng dây dẫn. Toàn mạng có 25km dây A - 35.

$$G = 3,35 \cdot 25 \cdot 2,7 = 7100 \text{ kg}$$

$$\text{Vậy: } \frac{\Delta P}{G} = \frac{59 \cdot 1000}{7100} = 8,3 \text{ W/kg}$$

Thấy trị số $\frac{\Delta P}{G}$ ở đây bé hơn trị số suất tổn theo điều kiện kinh tế trong bảng 4.1.

Nhưng trong trường hợp này không thể tăng trị số $\frac{\Delta P}{G}$ lên được vì như vậy cần giảm tiết diện (lợi về kinh tế) nhưng lúc đó ΔU_{\max} khi sự cố sẽ vượt quá phạm vi cho phép.

§7.5. XÁC ĐỊNH BÁN KÍNH CUNG CẤP CỦA TRẠM BIẾN ÁP TRUNG GIẠN TRONG MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG

Khi mật độ phụ tải tăng lên, để đảm bảo đáp ứng được nhu cầu cung cấp điện có thể thực hiện hai biện pháp:

- Giữ nguyên số trạm nhưng nâng công suất của các trạm.
- Tăng thêm trạm mới và vẫn giữ nguyên công suất các trạm đã có.

Tuỳ theo vị trí địa lí của các phụ tải bổ sung và tuỳ theo khả năng tải của mạng điện đã có sẵn mà ta quyết định chọn biện pháp nào.

Ta giả thiết rằng trong thời gian qui hoạch ngắn hạn mạng phân phối có mật độ phụ tải không đổi và mật độ phụ tải chỉ tăng trong qui hoạch dài hạn. Để dễ tính toán ta thường qui phạm vi cung cấp điện của trạm bằng các hình quen thuộc như hình vuông, hình lục giác v.v... Ta sẽ xét từng trường hợp cụ thể.

a) Phạm vi cung cấp điện là hình vuông

Trạm biến áp nằm ở tâm của hình vuông và cung cấp đến các phụ tải trong vùng bằng bốn phát tuyến chính như trong hình 7.27 (để đơn giản ta chỉ vẽ một phát tuyến chính). Các dấu chấm mô tả vị trí các trạm biến áp phân phối để cung cấp cho các phụ tải ba pha.

Tổn thất điện áp tính theo phần trăm từ đầu nguồn a đến điểm xa nhất c bằng:

$$\Delta U_{ac}\% = \Delta U_{ab}\% + \Delta U_{bc}\%.$$

Từ công thức:

$$U\% = \frac{PR + QX}{U^2} 100(\%)$$

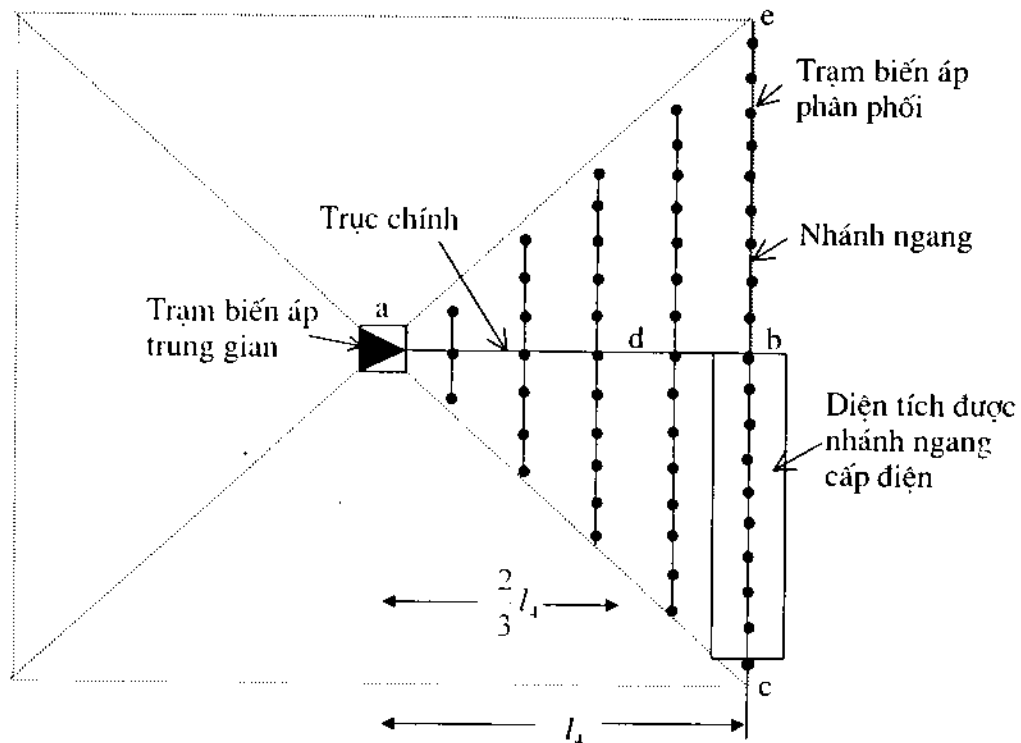
Ta suy ra tổn thất điện áp tính theo phần trăm của 1 kVA công suất truyền tải trên 1 km đường dây là:

$$K = \frac{r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi}{10U^2}$$

trong đó: r_0 , x_0 là điện trở và điện kháng đơn vị của 1 km đường dây, Ω/km ;

U là điện áp đường dây, kV;

$\cos \varphi$ là hệ số công suất của phụ tải.



Hình 7-27. Diện tích hình vuông được cung cấp điện từ trạm a.

Nếu gọi tổng phụ tải trên mỗi phát tuyến là S_i thì ta có:

$$S_i = A_i \cdot D \text{ (kVA)}$$

trong đó: A_i là diện tích nhận điện từ một phát tuyến, km^2 ;

D là mật độ phụ tải, kVA/km^2 .

Nếu thay diện tích $A_i = l_i^2$ thì tổng phụ tải trên mỗi phát tuyến sẽ là:

$$S_i = A_i \cdot D = l_i^2 \cdot D \text{ (kVA)}$$

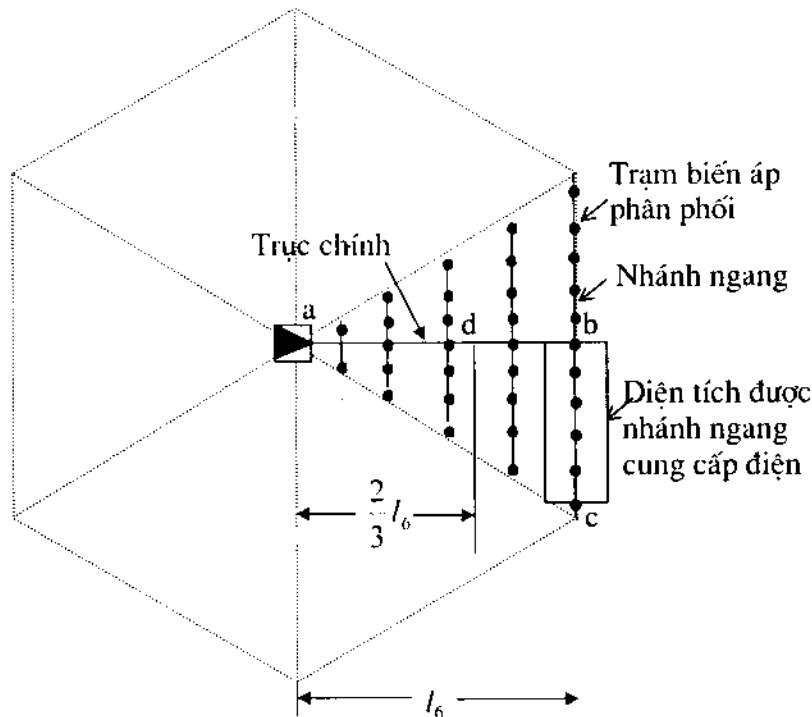
Giả thiết phụ tải phân bố đều nên tâm phụ tải của phát tuyến ab sẽ là trọng tâm của tam giác ace . Đó là điểm d cách điểm a một khoảng là $(2/3) \cdot l_4$.

Vậy độ sụt áp trên phát tuyến chính bằng:

$$\Delta U_i \% = (2/3) l_i \cdot K \cdot S_i = 0,667 l_i^3 \cdot K \cdot D \text{ (%).$$

b) Phạm vi cung cấp điện là một hình lục giác

Nếu coi phạm vi được cung cấp điện là một hình lục giác với trạm biến áp trung gian đặt ở tâm và cung cấp điện đến các phụ tải bằng sáu phát tuyến chính như trên hình 7.28 thì diện



Hình 7.28. Diện tích hình lục giác được cung cấp điện từ trạm a .

tích được cung cấp điện của một phát tuyến là:

$$A_6 = \frac{l_6}{\sqrt{3}} l_6 = 0,578 \cdot l_6^2$$

trong đó: l_6 là chiều dài một phát tuyến chính.

Như vậy tổng phụ tải được cung cấp từ mỗi phát tuyến bằng:

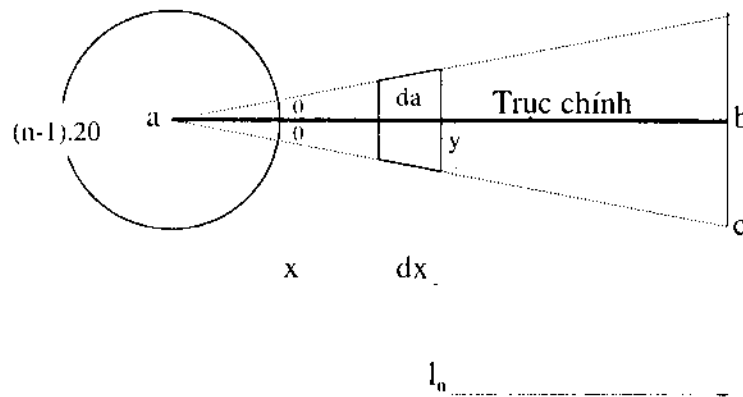
$$S_6 = A_6 \cdot D = 0,578 \cdot D \cdot l_6^2 \quad (\text{kVA})$$

Do điểm đặt của phụ tải tổng vẫn là điểm d trên phát tuyến chính, cách đầu nguồn a một đoạn là $(2/3)l_6$ nên tổn thất điện áp tính theo phần trăm của phát tuyến chính bằng:

$$\Delta U_6 \% = (2/3)l_6 \cdot K \cdot S_6 = 0,385 l_6^3 \cdot K \cdot D (\%)$$

c) Trường hợp tổng quát có n phát tuyến từ trạm trung gian cấp điện cho một vùng

Giả thiết rằng phụ tải phân bố đều trên khắp diện tích và mỗi phát tuyến cung cấp điện cho một diện tích có hình tam giác (hình 7.29).



Hình 7.29. Diện tích nhận điện từ n phát tuyến của trạm trung gian.

Vi phân công suất cấp đến một vi phân diện tích da là:

$$dS = D \cdot da, \quad \text{kVA}$$

trong đó: D là mật độ phụ tải (kVA/km^2).

Từ hình 7.29 ta có mối quan hệ sau:

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{y}{x + dx}$$

hay: $y = (x+dx)\operatorname{tg}\theta \approx x\operatorname{tg}\theta$

Vậy tổng diện tích được cung cấp bởi mỗi phát tuyến bằng:

$$A_n = \int_{x=0}^{l_n} dA = l_n^2 \operatorname{tg}\theta$$

Và công suất mà mỗi phát tuyến cung cấp bằng:

$$S_n = \int_{x=0}^{l_n} dS = D l_n^2 \operatorname{tg}\theta$$

Nếu coi tổng công suất đó của phát tuyến là một phụ tải tập trung tại một điểm cách nguồn a một đoạn là $(2/3)l_n$ thì tổn thất điện áp trên phát tuyến đó bằng:

$$\Delta U_n \% = \frac{2}{3} \cdot I_n \cdot K \cdot S_n = \frac{2}{3} \cdot K \cdot D l_n^2 \operatorname{tg}\theta$$

Vì $n \cdot 20 = 360^\circ$ nên:

$$\Delta U_n \% = \frac{2}{3} \cdot K \cdot D \cdot l_n^3 \cdot \operatorname{tg} \frac{360^\circ}{2n}$$

Công thức trên chỉ dùng khi $n \geq 3$.

Khi $n = 1$ thì tổn thất điện áp trên phát tuyến chính bằng:

$$\Delta U_1 \% = \frac{1}{2} \cdot K \cdot D l_1^3$$

Khi $n = 2$ thì tổn thất điện áp trên phát tuyến chính bằng:

$$\Delta U_2 \% = \frac{1}{2} \cdot K \cdot D \cdot l_2^3$$

Chương 8

PHÂN TÍCH KINH TẾ - TÀI CHÍNH CỦA CÁC DỰ ÁN KHI QUI HOẠCH

§8.1. KHÁI NIỆM CHUNG

8.1.1. Đặt vấn đề

Khi qui hoạch hệ thống điện thường gặp vấn đề cần phải xây dựng bổ sung các công trình mới cho hệ thống đã có. Muốn đạt được các mục tiêu đề ra, cần phải đặt vấn đề phân tích, đánh giá được các dự án xem có nên đưa vào thực hiện hay không hoặc so sánh giữa các dự án để chọn ra các dự án tối ưu về mặt kinh tế.

Theo Ngân hàng Thế giới, "*Dự án là tổng thể những chính sách, hoạt động và chi phí liên quan với nhau được thiết kế nhằm đạt được những mục tiêu nhất định trong một thời gian nhất định*". Như vậy, để có được một dự án cần phải quan tâm tới các yếu tố sau:

- Các nguồn tài nguyên được sử dụng (bao gồm vật tư, sức lao động, các tài nguyên thiên nhiên khác và tiền vốn).
- Các giải pháp về kĩ thuật và về tổ chức.
- Các sản phẩm hoặc dịch vụ do dự án tạo ra.
- Khoảng thời gian thực hiện dự án.

Thực chất của việc phân tích và đánh giá dự án là xét mối quan hệ giữa chi phí và doanh thu trong suốt quá trình thực thi và đời sống dự án. Nếu xét doanh thu và chi phí trong suốt quá trình đó sau khi đã qui đổi về một mốc thời gian mà ta thấy tổng doanh thu lớn hơn tổng chi phí thì dự án có thể được chấp nhận về mặt kinh tế. Cũng như nếu so sánh giữa hai dự án mà dự án nào có số gia giữa doanh thu và chi phí (đã qui đổi) mà lớn hơn thì về mặt kinh tế nên chọn dự án đó.

Trong việc phân tích và đánh giá các dự án, cần phân biệt giữa phân tích về kinh tế và phân tích về tài chính. Tuy chúng có cùng phương tiện là sử dụng giá trị của tiền tệ để phân tích

và xét tới lợi nhuận của việc đầu tư để kết luận, nhưng trong phân tích kinh tế ngoài việc chỉ rõ lợi nhuận tiềm tàng trong suốt quá trình hoạt động của dự án như trong phân tích tài chính còn phân tích được lợi nhuận xã hội để đo tác động của dự án đến mục tiêu đã đề ra. Tuy nhiên vẫn cần phải kết hợp cả phân tích kinh tế và phân tích tài chính để đảm bảo chắc chắn cho dự án được chọn là có lợi nhất.

Mọi hoạt động của dự án được diễn ra trong các điều kiện kinh tế, xã hội, chính trị và pháp luật cụ thể. Dưới con mắt của các nhà kinh tế, bất cứ dự án nào cũng phải chi tiêu một khoản tiền nhất định để mong muốn thu về một giá trị lớn hơn. Giá trị lớn hơn đó có thể là tiền nhưng cũng có thể không phải là tiền. Tuy nhiên, chúng vẫn có thể qui đổi thành tiền.

Theo Điều lệ Quản lý đầu tư và xây dựng (ban hành kèm theo Nghị định số 177/CP ngày 20 tháng 10 năm 1994 của Chính phủ), dự án đầu tư được định nghĩa như sau: "*Dự án đầu tư là tập hợp những đề xuất về việc bỏ vốn để tạo mới, mở rộng hoặc cải tạo những đối tượng nhất định nhằm đạt được sự tăng trưởng về số lượng, cải tiến hoặc nâng cao chất lượng của sản phẩm hay dịch vụ nào đó trong một khoảng thời gian xác định*".

Có nhiều cách định nghĩa khác nhau về đầu tư. Có thể qui về hai cách hiểu như sau:

1. Đầu tư đó là sự sử dụng vốn để tạo nên các nhân tố sản xuất, đặc biệt là các tư liệu sản xuất như là: nhà xưởng, máy móc và vật tư (thường được gọi là đầu tư cho các đối tượng vật chất) cũng như để mua cổ phiếu, trái phiếu hoặc cho vay lấy lãi (thường được gọi là đầu tư tài chính), mà ở đây những chủ trương đầu tư này có thể sinh lợi dần hoặc thoả mãn một nhu cầu nào đó cho người bỏ vốn cũng như toàn xã hội trong một thời gian nhất định trong tương lai (thường được gọi là vòng đời dự án).

2. Đầu tư đó là quá trình quản lý sử dụng tài sản một cách hợp lý, nhất là về mặt cơ cấu của tài sản để sinh lợi.

Định nghĩa thứ nhất thiên về đầu tư cho các nhân tố sản xuất chỉ rõ đối tượng đầu tư, chỉ rõ đầu tư là sự bỏ vốn ở thời điểm hiện tại để sinh lợi trong tương lai.

Định nghĩa thứ hai có mức độ tổng quát, có nội dung rộng rãi về đầu tư.

Qua hai định nghĩa trên ta có thể hiểu một cách đơn giản hoạt động đầu tư là đem một khoản tiền đã tích lũy được sử dụng vào một việc nhất định để sau đó thu lại một khoản tiền có giá trị lớn hơn. Một cách vắn tắt, có thể nói rằng đầu tư là việc sử dụng tiền nhằm mục đích sinh lợi.

Để được coi là hoạt động đầu tư ít nhất phải có hai đặc tính sau:

- + Cố định vốn lâu dài, có thể đến 10-20 năm sau.
- + Nhằm mục đích sinh lợi (thu nhập lớn hơn chi phí).

Qua hoạt động đầu tư các nguồn tài chính chuyển thành vốn sản xuất kinh doanh bao gồm: vốn cố định và vốn lưu động.

8.1.2. Một số thông số cơ bản của đầu tư

Trước khi tiến hành đánh giá và lựa chọn dự án đầu tư cần xác định các thông số cơ bản sau:

+ Tổng vốn đầu tư ban đầu gồm:

* Vốn cố định: tiền xây dựng công trình, mua sắm máy móc thiết bị để hình thành nên tài sản cố định của dự án.

* Vốn lưu động: gồm chủ yếu là dự trữ vật tư, sản phẩm dở dang, vốn tiền mặt... theo dự kiến và được dùng cho quá trình vận hành và khai thác các tài sản cố định của dự án đầu tư.

* Các khoản chi phí tiền sản xuất, chủ yếu là các chi phí đầu tư khác như: chi phí cho quá trình chuẩn bị đầu tư, thăm dò và khảo sát...v.v.

+ Tuổi thọ kinh tế của công trình đầu tư:

Tuổi thọ kinh tế của công trình đầu tư là khoảng thời gian mà công trình đầu tư cho thu nhập ròng, là thời gian ngắn nhất trong ba loại thời gian sau:

Tuổi thọ vật lí.

Tuổi thọ công nghệ.

Thời gian sống của sản phẩm.

+ Thời gian khảo sát dự án đầu tư: khi nghiên cứu hiệu quả đầu tư để so sánh các dự án đầu tư có tuổi thọ kinh tế khác nhau, người ta lấy thời gian khảo sát dự án bằng bội số chung nhỏ nhất của tuổi thọ kinh tế các dự án.

+ Thu nhập ròng hàng năm của dự án (Net cash flow: NCF) là thu nhập thuần từng năm của dự án: $NCF_t = \text{doanh thu} - \text{chi phí}$

Tuỳ theo sự phân tích kinh tế hay tài chính của dự án mà khi xác định các yếu tố trên ta có tính tới yếu tố thuế và lạm phát.

Vì quyết định đầu tư là quyết định có tính chất dài hạn nên:

+ Đầu tư chịu ảnh hưởng của yếu tố thời gian: do các dòng thu, chi là không đồng thời nên không thể so sánh trực tiếp chúng với nhau. Khi phân tích đánh giá dự án đầu tư ta phải tính đến điều đó.

+ Đầu tư chịu ảnh hưởng của yếu tố rủi ro.

Vào thời điểm ra quyết định đầu tư, thì phần lớn các khoản thu và chi chỉ là dự tính, và do đó là không chắc chắn. Trong quá trình tiến hành hoạt động đầu tư, các khoản thu nhỏ hơn dự tính hoặc thậm chí nhỏ hơn các khoản chi là điều có thể xảy ra, đó là rủi ro. Do vậy khi nghiên cứu hiệu quả đầu tư phải tính đến yếu tố này.

8.1.3. Các tiêu chuẩn đánh giá dự án đầu tư

Có ba tiêu chuẩn để đánh giá dự án đầu tư được dùng phổ biến hiện nay là:

- Tiêu chuẩn đánh giá tĩnh.
- Tiêu chuẩn đánh giá động .
- Tiêu chuẩn đánh giá xác suất.

Tiêu chuẩn đánh giá tĩnh là tiêu chuẩn không xét đến giá trị theo thời gian của tiền tệ. Tiêu chuẩn này có ưu điểm là đơn giản, dễ áp dụng nhưng chỉ có thể áp dụng cho những hệ thống nhỏ và khi qui hoạch ngắn hạn. Đối với việc qui hoạch phát triển hệ thống điện thì thường các dự án có đời sống dài, liên quan đến nhiều yếu tố khác nhau nên dòng tiền tệ thường biến động lớn theo thời gian. Chính vì vậy, việc áp dụng tiêu chuẩn đánh giá tĩnh là không phù hợp vì sẽ mắc phải sai số lớn.

Tiêu chuẩn đánh giá xác suất là tiêu chuẩn mà khi phân tích có xét đến sự dao động và bất định của các yếu tố. Trong qui hoạch hệ thống điện, sự bất định ở đây thường nảy sinh do vấn đề dự báo phụ tải không chính xác, do sự biến động của giá cả và còn do nhiều yếu tố không xác định khác. Muốn sử dụng tiêu chuẩn đánh giá xác suất thì cần phải biết được luật phân phối xác suất của các yếu tố bất định. Điều đó đòi hỏi phải có đủ thông tin và kinh nghiệm phong phú. Chính vì vậy mà tiêu chuẩn này ít được dùng trong qui hoạch phát triển hệ thống điện.

Tiêu chuẩn đánh giá động là tiêu chuẩn được sử dụng phổ biến hiện nay. Việc có xét đến ảnh hưởng của thời gian đối với đồng tiền sẽ làm cho quá trình phân tích và đánh giá được chính xác hơn.

Trong tiêu chuẩn đánh giá động, người ta thường sử dụng các phương pháp sau:

- Phương pháp giá trị tương đương.

- Phương pháp hệ số hoàn vốn nội tại.
- Phương pháp tỉ số lợi ích/chi phí.
- Phương pháp thời gian thu hồi vốn đầu tư.

Tuỳ theo hoàn cảnh cụ thể và bài toán cụ thể ta có thể áp dụng một trong các phương pháp đó.

§8.2. ĐÁNH GIÁ DỰ ÁN ĐẦU TƯ THEO TIÊU CHUẨN ĐỘNG

8.2.1. Các bước chuẩn bị đánh giá dự án

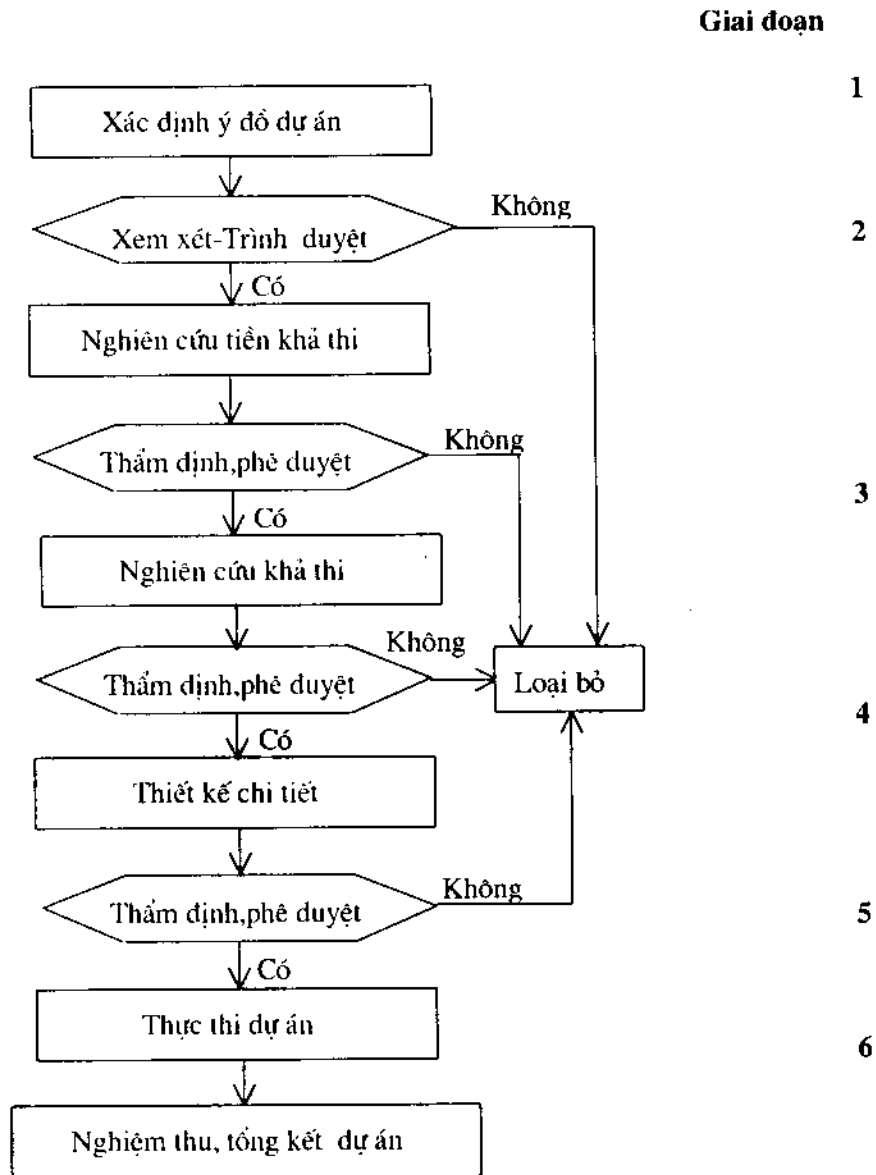
Các dự án đầu tư có thể do Nhà nước, tập thể hoặc tư nhân đứng ra đầu tư. Đối với nước ta và đặc biệt đối với ngành điện thì các dự án lớn đều là các dự án sử dụng ngân sách nhà nước hoặc các dự án vay vốn nước ngoài. Các dự án đó đều do các Bộ trình Chính phủ xem xét và phê duyệt.

Nói chung, các dự án đều có mặt mạnh và mặt yếu. Một dự án có thể mang lại lợi ích cho một quốc gia, một tập thể hoặc một địa phương nào đó nhưng lại bất lợi đối với một tập thể hoặc một địa phương khác.

Ví dụ, khi xây dựng một nhà máy thuỷ điện lớn sẽ mang lại rất nhiều lợi ích như nó sẽ cung cấp một lượng điện năng lớn với giá rẻ, điều tiết dòng chảy để chống lũ trong mùa nước lớn và đảm bảo giao thông đường thuỷ cũng như việc cung cấp nước cho nông nghiệp trong mùa nước cạn.v.v... Tuy nhiên hồ chứa của nhà máy thuỷ điện sẽ làm ngập lụt một diện tích lớn đất canh tác cũng như các khu dân cư ở khu vực lòng hồ nên phải tổ chức di dân và di dân đến nơi khác.

Lấy dự án xây dựng Nhà máy Thuỷ điện Sơn La trên sông Đà ở nước ta làm ví dụ. Dự án Sơn La là dự án thuỷ điện lớn nhất nước ta từ trước đến nay (công suất khoảng 2400 MW, đập cao 215m). Tuy dự án mang lại nhiều lợi ích về kinh tế nhưng cũng gây ra nhiều thiệt hại đáng kể. Theo thiết kế ban đầu, hồ chứa của nhà máy sẽ làm ngập lụt khoảng 18.600 ha ở hai tỉnh Sơn La và Lai Châu. Khoảng 18.200 hộ với khoảng 91.000 dân chủ yếu là đồng bào dân tộc phải di chuyển chỗ ở. Tổng vốn đầu tư 31.789 tỉ đồng (2,2 tỉ USD). Đó là chưa kể đến những tác hại khác về mặt địa chấn, về cảnh quan, về giao thông và an ninh quốc phòng...

Những cái được và mất của một dự án năng lượng là rất lớn nên cần phải rất thận trọng khi chuẩn bị một dự án: từ bước chuẩn bị đến khi được thực thi một dự án phải trải qua nhiều bước đánh giá, thẩm định và phê duyệt (hình 8.1)



Hình 8.1. Các giai đoạn xây dựng và thông qua dự án.

Quá trình hình thành, xem xét, thẩm định và phê duyệt dự án thường bao gồm 6 giai đoạn:

- 1) Xác định ý đồ dự án .
- 2) Nghiên cứu tiền khả thi.
- 3) Nghiên cứu khả thi.
- 4) Thiết kế chi tiết.
- 5) Thực thi dự án.
- 6) Nghiệm thu, tổng kết dự án.

Sẽ lần lượt nghiên cứu các giai đoạn đó như sau:

1. Xác định ý đồ dự án

Căn cứ vào nhu cầu và sự cần thiết của việc hình thành dự án, cần xem xét các nguồn lực để thực hiện dự án, trong đó có nguồn vốn, nhân lực, vật lực để đánh giá sơ bộ tính "hấp dẫn" của ý đồ hình thành dự án và sự phù hợp của các ý tưởng này với các định hướng phát triển của toàn ngành và phù hợp với khả năng đáp ứng của chủ đầu tư. Thông thường, ý đồ dự án đầu tư có thể xuất phát từ các nguồn sau:

- Chiến lược phát triển kinh tế quốc dân và chiến lược phát triển ngành.
- Nhu cầu cung ứng trong và ngoài nước.
- Việc khai thác và sử dụng chưa có hiệu quả các nguồn tài nguyên, lao động, vật tư ...
- Những khó khăn, trở ngại đối với sự phát triển kinh tế-xã hội do thiếu điều kiện vật chất cần thiết.

Trong ý đồ dự án cần phân tích rõ nhu cầu của xã hội về loại sản phẩm hoặc dịch vụ mà dự án định đáp ứng, khả năng đáp ứng về nguồn vốn để thực hiện dự án của chủ đầu tư và khả năng giải quyết các vấn đề kỹ thuật của dự án. Việc xác định và sàng lọc các ý đồ dự án có ảnh hưởng quyết định đối với quá trình chuẩn bị và thực hiện dự án. Dù cho việc chuẩn bị và thực hiện dự án có tốt đến đâu đi chăng nữa thì dự án vẫn có thể thất bại hay không đạt được kết quả mong muốn một khi trong ý đồ ban đầu đã hàm chứa những sai lầm cơ bản.

Sau khi hình thành ý đồ dự án cần phải thuyết phục cấp có thẩm quyền quyết định có tiếp tục nghiên cứu dự án đó nữa hay không. Nếu được chấp nhận thì mới chuyển sang bước tiếp theo.

2. Nghiên cứu tiền khả thi

Các dự án lớn và quan trọng thường phải thông qua bước nghiên cứu tiền khả thi, còn các dự án nhỏ và không quan trọng thì có thể bỏ qua. Nghiên cứu tiền khả thi là bước đầu tiên để

đánh giá một cách tổng thể khả năng thực thi của dự án. Cần phân tích ý đồ dự án đã được đề xuất trên mọi phương diện: kĩ thuật, tổ chức-quản lí, thể chế xã hội, tài chính, kinh tế, thương mại. Để thực hiện nhiệm vụ này, cần phải thu thập đầy đủ những thông tin cần thiết cho việc nghiên cứu thị trường, môi trường tự nhiên, các nguồn nguyên nhiên vật liệu chính, các pháp qui và qui định có liên quan, các đặc điểm kinh tế- văn hoá- xã hội của địa phương v.v...

Trong bước đánh giá này, cần đưa ra các số liệu nằm trong giải biến thiên thực tế của từng thông số để ước tính "sức hấp dẫn" của dự án cũng như khả năng tiến hành các bước xem xét và thẩm định tiếp theo.

Các số liệu đưa ra trong bước này nói chung còn mang tính bất định khá cao do giải biến thiên của chúng còn khá rộng và việc đánh giá dự án còn chưa thật chính xác mà chỉ mang tính xác suất. Một số tổ hợp các tình huống có thể rất lạc quan song một số tổ hợp khác lại rất bi quan. Khi đó nên đánh giá khả năng thực hiện của từng tình huống và đưa ra kì vọng hiệu quả của dự án. Nếu kì vọng hiệu quả của dự án mà cao thì dự án mới được nghiên cứu chi tiết hơn ở các bước tiếp theo. Trong bước nghiên cứu tiền khả thi cần xem xét các vấn đề chính như sau:

- + Nhu cầu về loại sản phẩm hay dịch vụ mà dự án sẽ đem lại.
- + Khả năng kĩ thuật và công nghệ.
- + Nhân lực để thực thi và quản lí vận hành dự án.
- + Đánh giá các phương án tài chính khác nhau của dự án.
- + Đánh giá quan hệ chi phí- hiệu quả theo quan điểm kinh tế.
- + Ảnh hưởng của dự án đối với các vấn đề xã hội.

3. Nghiên cứu khả thi

Sau bước nghiên cứu tiền khả thi cần có sự đánh giá một cách chi tiết các thông số và chỉ tiêu chủ yếu về kinh tế, tài chính và xã hội để xem các thông số và chỉ tiêu đó có đạt được các tiêu chuẩn của Nhà nước hay không. Nếu được phê duyệt thì mới tiếp tục tiến hành bước nghiên cứu khả thi.

Trong bước khả thi, cần nghiên cứu một cách chi tiết hơn để chính xác hoá các chỉ tiêu và thông số chủ yếu để có thể chứng tỏ rằng dự án sẽ có khả năng thành công. Nếu không chứng minh được tính khả thi của dự án thì phải kiên quyết loại bỏ nó trong bước này để tránh những thiệt hại về thời gian và tiền bạc không đáng mất.

4. Thiết kế chi tiết

Sau khi luận chứng nghiên cứu khả thi đã được duyệt, cần tiến hành bước tiếp theo là bước nghiên cứu thiết kế chi tiết. Nhiệm vụ của bước thiết kế chi tiết là nghiên cứu, xem xét các yêu cầu kỹ thuật cụ thể như kết cấu, thông số và tính năng của trang thiết bị, lực lượng lao động với nhiều ngành và trình độ chuyên môn khác nhau, kế hoạch chi tiết về lắp đặt trang thiết bị, kế hoạch chạy thử và nghiệm thu công trình v.v...

Trong bước thiết kế chi tiết, các dữ kiện và thông số đã được xem xét ở các giai đoạn trước cần được chính xác hoá lại, bổ sung các dữ kiện còn thiếu, xem xét đến các khía cạnh quản lý dự án, quản lý vận hành và tiếp thị đối với dự án.

Sau khi thiết kế chi tiết xong, cần đánh giá lại dự án một cách tổng thể để xem nó có đáp ứng được các tiêu chuẩn để được duyệt và thực thi hay không. Nếu thấy rằng dự án gặp những trở ngại không thể vượt qua nổi, có thể đề nghị các cấp có thẩm quyền thay đổi hoặc loại bỏ.

5. Thực thi dự án

Nếu dự án được cấp có thẩm quyền phê duyệt tức là nó chứng tỏ hoàn toàn có khả năng thực thi và chứng tỏ được tính hiệu quả sau các bước trên thì có thể tiến hành tổ chức đấu thầu để chọn ra các đối tác và tiến hành thương thảo giữa các bên về tài chính, thiết bị và nhân lực. Mỗi cuộc thương thảo sẽ kết thúc khi hai bên ký kết được hợp đồng. Trong các hợp đồng cần nêu rõ quyền hạn và trách nhiệm của các bên khi thực hiện hợp đồng, các yêu cầu về tài chính, kinh tế, kỹ thuật và tiến độ thời gian mà các bên cần tuân thủ. Ban quản lý dự án có trách nhiệm theo dõi việc thực hiện hợp đồng cho đến tận khi kết thúc hợp đồng.

6. Nghiệm thu, tổng kết dự án

Giai đoạn đánh giá nghiệm thu tiến hành sau khi thực hiện dự án. Đánh giá nghiệm thu khác với việc đánh giá và giám sát trong quá trình thực hiện dự án. Đánh giá nghiệm thu có nhiệm vụ làm rõ những thành công và thất bại trong toàn bộ quá trình xác định, phân tích và lập dự án cũng như trong khi thực hiện để rút ra những kinh nghiệm và bài học cho quản lý các dự án khác trong tương lai. Trong bước này, cần có hình thức khen thưởng thích đáng các cá nhân và tập thể đã có thành tích xuất sắc trong khi thực hiện dự án. Kết thúc và giải thể dự án còn phải giải quyết việc phân chia sử dụng kết quả của dự án, những tổn động về vật tư và nhân lực mà dự án còn để lại, bố trí lại công việc cho các thành viên tham gia dự án.

8.2.2. Tính qui đổi theo thời gian của tiền tệ

Trong quá trình xây dựng, đánh giá và thẩm định dự án cần áp dụng các phương pháp xem xét, đánh giá dự án một cách khoa học và toàn diện.

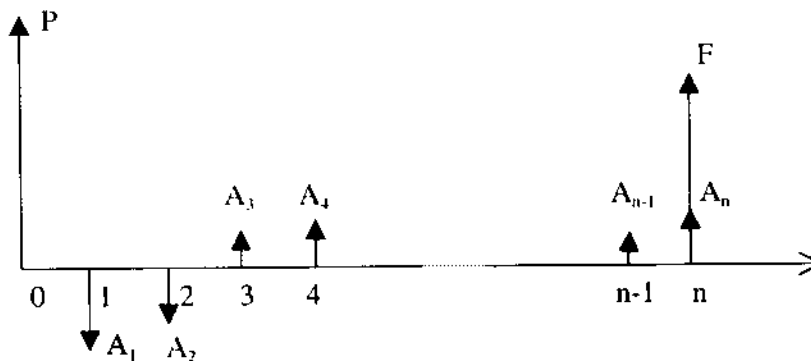
Để làm được điều đó, trước hết cần đánh giá đúng sự thay đổi theo thời gian của tiền tệ.

Ta sẽ nghiên cứu vấn đề này trong hai trường hợp: trường hợp chung khi lợi nhuận và chi phí của mỗi năm là bất kì và trường hợp riêng khi lợi nhuận và chi phí của mỗi năm là như nhau. Kết hợp cả hai trường hợp đó lại ta sẽ có trường hợp tổng quát và công thức tổng quát để áp dụng cho mọi trường hợp.

1. Trường hợp chung (khi lợi nhuận và chi phí của mỗi năm là bất kì)

a. Biểu đồ dòng tiền tệ

Trong suốt quá trình hoạt động của dự án có những khoản chi phí và những khoản doanh thu xảy ra ở những mốc thời gian khác nhau, thông thường được đặt vào thời điểm đầu hoặc cuối năm. Để biểu diễn diễn biến thu chi của cả đời sống dự án, người ta sử dụng một biểu đồ gọi là biểu đồ dòng tiền tệ. Tại mỗi mốc thời gian có vẽ một mũi tên. Mũi tên theo hướng chỉ xuống biểu hiện giá trị tiền tệ âm còn mũi tên theo hướng chỉ lên biểu hiện giá trị tiền tệ dương (hình 8.2).



Hình 8.2. Biểu đồ dòng tiền tệ trong trường hợp tổng quát.

Nếu ta gọi A_i là giá trị của dòng lãi ròng tại thời điểm i thì:

$$A_i = B_i - C_i$$

trong đó: + B_i là doanh thu;

+ C_i là chi phí ở năm thứ i .

Rõ ràng là nếu $B_i > C_i$ thì A_i là dương và mũi tên sẽ theo hướng chỉ lên, còn ngược lại nếu $B_i < C_i$ thì A_i là âm và mũi tên sẽ theo hướng chỉ xuống.

b. Qui đổi tiền tệ về cùng một mốc thời gian

Sở dĩ cần qui đổi là vì các lí do sau:

- Các khoản thu và chi của dự án không xảy ra đồng thời.

- Một đồng tiền ngày hôm nay có giá trị không giống một đồng sau n năm, đó là vì:

+ Sự chắc chắn của hiện tại: Một đồng ngày hôm nay, đó là sự chắc chắn. Một đồng, thậm chí hai đồng sau một năm, đó chỉ là một sự hy vọng và đồng thời kèm theo khả năng gặp rủi ro.

+ Tiền có khả năng sinh lợi: 1 đồng có được ở ngày hôm nay có thể cho vay hay đầu tư với một tỷ lệ sinh lãi nhất định nào đó.

+ Lạm phát: làm cho giá trị đồng tiền thay đổi.

Lợi nhuận và chi phí là hai đại lượng quan trọng trong việc đánh giá một dự án về mặt kinh tế. Lợi nhuận và chi phí thường được qui ra tiền để dễ so sánh. Giá trị của đồng tiền tại những thời điểm khác nhau lại thường không giống nhau. Nếu với cùng một số tiền như nhau mà đem sử dụng sớm thì giá trị của nó sẽ lớn hơn. Ví dụ: Năm 1993 để mua 1 kg gạo cần chi 2200đ, nhưng đến năm 2000 thì vẫn 2200đ đó chỉ mua được 0,5 kg gạo mà thôi. Như vậy ta có thể rút ra kết luận như sau:

+ Nếu năm nay đầu tư 1đ thì năm sau giá trị của nó sẽ là $(1+r)$ đ. Ta gọi r là hệ số qui đổi hoặc hệ số giảm giá. Điều đó có nghĩa là nếu năm nay đầu tư 1đ thì sau n năm giá trị của nó sẽ là $(1+r)^n$ và nếu năm nay đầu tư Ađ thì sau n năm giá trị của nó sẽ là $A(1+r)^n$. Từ đó cũng có thể suy ra là nếu năm sau có một số tiền B nào đó thì giá trị hiện tại của nó chỉ là $B/(1+r)$ và nếu sau n năm có một số tiền B nào đó thì giá trị hiện tại của nó chỉ là $B/(1+r)^n$. Hệ số giảm giá r càng lớn, thời gian bỏ vốn càng xa thì giá trị qui về hiện tại càng thấp. Người ta gọi giá trị $r = \text{MARR}$ là suất thu lợi tối thiểu chấp nhận được hay mức lãi suất thấp nhất mà nhà đầu tư yêu cầu.

+ Nếu gọi B_i là lợi nhuận ở năm thứ i và C_i là chi phí ở năm thứ i thì giá trị qui về hiện tại (Net Present Value - NPV) của dòng lãi ròng (Net Benefits):

$$(B_0 - C_0), (B_1 - C_1), (B_2 - C_2), \dots, (B_n - C_n)$$

có thể biểu diễn bằng công thức sau:

$$\text{NPV}_r^0 = P = \frac{B_0 - C_0}{(1+r)^0} + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)^1} + \dots + \frac{B_n - C_n}{(1+r)^n} = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} \quad (8-1)$$

trong đó: n là số năm của dự án;

$1/(1+r)^i$ là hệ số giảm giá của năm thứ i quy về hiện tại.

Như vậy, giá trị của NPV phụ thuộc vào lãi suất, giá trị dòng tiền mặt và giá trị của thời gian tính toán. Khi $NPV = 0$ có nghĩa là phương án đã trang trải hết chi phí bỏ ra và có mức lãi bằng suất thu lợi tối thiểu chấp nhận được MARR.

Để minh họa ta xét ví dụ sau:

Ví dụ: Một dự án có tuổi thọ là 3 năm. Lợi nhuận B và chi phí C của dự án cho trong bảng (8-1):

Hãy tính giá trị quy về hiện tại của dòng lãi ròng của dự án đó nếu biết hệ số giảm giá là $r = 0,08$.

Giải: Ta áp dụng công thức (8.1) để tìm giá trị quy về hiện tại của dòng lãi ròng. Quá trình và kết quả tính toán được ghi trong bảng (8.1):

Bảng 8.1

Năm i	0	1	2	3
B ($10^6 d$)	0	2660	2834	3019
C ($10^6 d$)	5000	500	500	500
$B_i - C_i$ ($10^6 d$)	-5000	2160	2334	2519
$1/(1+0,08)^i$	1	0,926	0,857	0,794
$(B_i - C_i)/(1+0,08)^i$	-5000	2000	2000	2000
NPV ($10^6 d$)	1000			

Như vậy giá trị quy về hiện tại của dòng lãi ròng là $NPV_r^0 = 1000 \cdot 10^6 = 10^9 d$.

Đôi khi người ta quy đổi dòng lãi ròng không phải về năm đầu tiên ($i=0$) mà về một năm thứ k nào đó ($i=k$) trong khoảng đời sống dự án. Khi đó ta có thể sử dụng biểu thức:

$$NPV_r^k = NPV_r^0 (1+r)^k \quad (8-2)$$

Nếu thay NPV_r^0 trong công thức (8.1) vào (8.2) thì ta có:

$$NPV_r^k = \sum_{i=0}^n \frac{(B_i - C_i)}{(1+r)^i} (1+r)^k = \sum_{i=0}^n (B_i - C_i) (1+r)^{k-i} \quad (8-3)$$

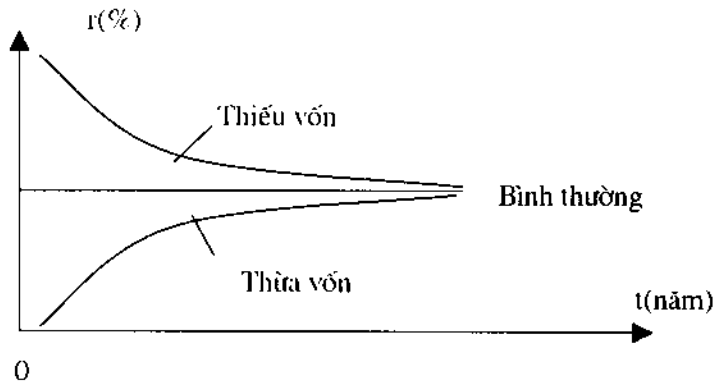
Như vậy ta có thể qui đổi dòng lãi ròng về bất kì một mốc thời gian nào đó trong đời sống dự án.

Lưu ý rằng nếu $k=n$, tức là ta qui đổi dòng lãi ròng về năm cuối của đời sống dự án thì khi đó $NPV_r^n = F$ (hình 8.2).

c. Sự biến đổi của hệ số giảm giá r

Trên đây ta đã coi hệ số giảm giá là không đổi trong suốt đời sống dự án. Trên thực tế thường là không phải như vậy.

Chẳng hạn đối với các chủ đầu tư đang thiếu vốn, việc bỏ tiền ra càng sớm càng khó khăn hơn về phương diện tài chính thì hệ số giảm giá r có xu thế giảm dần theo thời gian. Ngược lại, đối với chủ đầu tư đang thừa vốn việc bỏ vốn đầu tư càng sớm càng dễ dàng hơn về phương diện tài chính thì hệ số giảm giá có xu thế tăng dần theo thời gian (hình 8.3).



Hình 8.3. Sự biến động của hệ số giảm giá r .

Ngoài sự phụ thuộc vào thời gian như đã trình bày ở trên, hệ số giảm giá r còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác như tính chất của chủ đầu tư, sự biến động của tình hình kinh tế trong nước và nước ngoài .v.v...

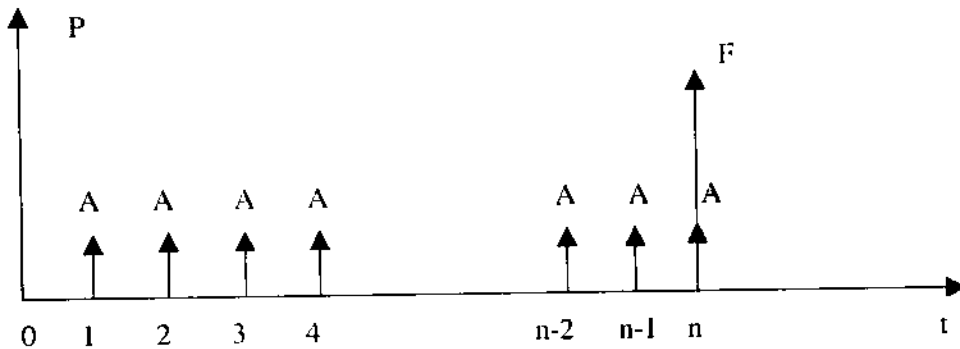
2. Khi lợi nhuận và chi phí của mỗi năm là như nhau trong một số năm của đời sống dự án

Có nhiều trường hợp ta có thể coi dự án có lợi nhuận và chi phí của mỗi năm là không đổi trong một số năm của đời sống dự án hoặc thậm chí trong suốt đời sống dự án (trừ khoản vốn đầu tư bỏ ra từ ban đầu). Khi đó việc tính đổi giá trị của đồng tiền về cùng một mốc thời gian sẽ đơn giản hơn nhiều.

Sau đây ta sẽ xét trường hợp đó.

a. Biểu đồ dòng tiền tệ

Nếu gọi P là giá trị tiền tệ được qui đổi về một mốc thời gian qui ước nào đó gọi là hiện tại (hình 8-4). Trên trục thời gian của biểu đồ dòng tiền tệ, mốc thời gian đó thường là ở thời đoạn 0 (đầu thời đoạn 1). Trên thực tế, không nhất thiết P phải đặt tại thời đoạn 0 mà nó có thể đặt ở trước một số các giá trị tiền tệ như nhau khác. Khi đó khái niệm "hiện tại" và "tương lai" chỉ có tính chất tương đối.



Hình 8.4. Biểu đồ dòng tiền tệ trong trường hợp riêng.

Cũng tương tự như P , khái niệm F là giá trị tiền tệ được qui đổi đến một thời gian nào đó được gọi là tương lai.

b. Quan hệ giữa ba đại lượng A, P, F

Giả thiết trong suốt quá trình đang xét của đời sống dự án, A , là không đổi và bằng A . Nếu hệ số giảm giá là không đổi và bằng r thì ta có các quan hệ sau:

+ Tính toán giá trị tương lai F từ giá trị hiện tại P

Giả thiết ta gửi vào số tiết kiệm P (đ), lãi suất $r\%$ thì:

- Cuối 1 thời đoạn ta có $P(1+r)$

- Cuối 2 thời đoạn ta có $P(1+r)^2$

-

- Cuối n thời đoạn ta có $P(1+r)^n$

Đó chính là giá trị tương đương F của P ở cuối thời đoạn n trong tương lai.

Vậy:

$$F = P(1+r)^n \quad (8-4)$$

+ Tính toán giá trị hiện tại P từ giá trị tương lai F:

Từ biểu thức (8-4) có thể tính được:

$$P = \frac{F}{(1+r)^n} \quad (8-5)$$

+ Tính toán giá trị tương lai F từ giá trị A:

Giá trị tương lai F bằng tổng giá trị tương lai của mỗi giá trị A trong n giai đoạn:

$$\begin{aligned} F &= A + A(1+r) + A(1+r)^2 + \dots + A(1+r)^{n-1} = \\ &= A[1 + (1+r) + (1+r)^2 + \dots + (1+r)^{n-1}] \end{aligned} \quad (8-6)$$

Hay:

$$F = A \frac{(1+r)^n - 1}{r} \quad (8-7)$$

Ý nghĩa áp dụng: Ta có thể thấy ý nghĩa của nó thông qua ví dụ sau:

Một người gửi tiết kiệm hàng năm là A đồng trong n năm với lãi suất r%, hỏi người đó nhận được bao nhiêu sau n năm (tìm F) cả gốc lẫn lãi (ở đây món tiền A ở năm cuối cùng không gửi tiết kiệm nhưng cũng được tính vào tổng số F)

+ Tính toán giá trị qui đổi từng thời đoạn A từ giá trị tương lai F:

Từ (8-7) ta có:

$$A = F \frac{r}{(1+r)^n - 1} \quad (8-8)$$

Ý nghĩa áp dụng: Ta có thể thấy ý nghĩa của nó thông qua ví dụ sau:

Một người muốn có số tiền là F sau n năm, với lãi suất r%. Hỏi phải tiết kiệm hàng năm bao nhiêu (tìm A), ở đây trị số A của năm cuối cùng để dành được không phải gửi tiết kiệm và được tính vào F.

+ Tính toán giá trị hiện tại P từ giá trị qui đổi từng thời đoạn A:

Từ (8-5) và (8-7) ta có:

$$P = A \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r} \right] \left[\frac{1}{(1+r)^n} \right] \quad (8-9)$$

Hay tương đương:

$$P = A \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (8-10)$$

Ý nghĩa áp dụng: Ta có thể thấy ý nghĩa của nó thông qua ví dụ sau:

Một người muốn rút tiết kiệm hàng năm là A đồng trong vòng n năm, với lãi suất là r%, vậy người đó phải gửi tiết kiệm ở đầu năm thứ nhất là bao nhiêu (tìm P).

+ *Tính toán giá trị qui đổi từng thời đoạn A từ giá trị hiện tại P*

Từ (8.10) ta có:

$$A = P \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad (8-11)$$

Ý nghĩa áp dụng: Ta có thể thấy ý nghĩa của nó thông qua ví dụ sau:

Một người vay nợ phải trả nợ hàng năm là bao nhiêu (tìm A) để có thể hoàn lại khoản nợ đã vay là P, trong n năm với lãi suất là r%.

8.2.3. Các phương pháp đánh giá dự án đầu tư

Các phương pháp đánh giá dự án đầu tư thường dựa trên cơ sở của các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả. Các tiêu chuẩn đánh giá dự án là cơ sở cho việc ra quyết định đầu tư. Các tiêu chuẩn đều phải giải đáp được hai vấn đề:

- Dự án đầu tư đề xuất có lợi hay không có lợi?
- Thứ tự xếp hạng ưu tiên của các dự án đầu tư?

Hiện nay người ta thường sử dụng 4 phương pháp để đánh giá dự án đầu tư tương ứng với 4 chỉ tiêu là: chỉ tiêu qui đổi về giá trị hiện tại của lãi ròng (NPV), chỉ tiêu tỉ số hiệu quả so với chi phí (B/C), chỉ tiêu chu kì hoàn vốn (pay- back period) và chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại (IRR).

Nội dung của các phương pháp đều gồm các bước như sau:

- + Liệt kê các phương án có thể.
- + Xác định thời kì phân tích.
- + Thành lập biểu đồ dòng tiền tệ cho từng phương án.

- + Tính giá trị theo thời gian của tiền tệ.
- + Lựa chọn phương pháp phân tích.
- + Tính toán so sánh các phương án.
- + Phân tích độ nhạy.
- + Lựa chọn phương án tối ưu.

Sau đây ta sẽ lần lượt nghiên cứu nội dung cụ thể của từng phương pháp.

8.2.3.1. Phương pháp giá trị tương đương (Net Present Value - NPV)

Phương pháp giá trị tương đương là phương pháp sử dụng chỉ tiêu giá trị qui đổi về hiện tại của lãi ròng NPV để đánh giá hiệu quả kinh tế của các dự án đầu tư.

Trong trường hợp chung, khi lợi nhuận và chi phí hàng năm là bất kì thì giá trị của NPV được tính theo công thức (8-1) như sau:

$$NPV_r^0 = P = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} \quad (8-12)$$

Trong trường hợp riêng nếu hiệu số giữa lợi nhuận và chi phí hàng năm là như nhau và bằng A thì NPV có thể được tính theo công thức (8-10) như sau:

$$NPV_r^0 = P = A \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (8-13)$$

Trong trường hợp tổng quát nếu hiệu số thu chi ở các năm vẫn là giá trị không đổi A và tại một số năm nào đó có thêm những khoản thu chi đột xuất B_{iDX} và C_{iDX} (ví dụ vốn đầu tư ở năm $i=0$ là C_{0DX} , giá trị thanh lí tài sản ở năm $i=n$ là B_{nDX} .v.v...) thì ta có thể áp dụng công thức tổng quát sau:

$$NPV_r^0 = A \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] + \sum_{i=0}^n \frac{B_{iDX} - C_{iDX}}{(1+r)^i} \quad (8-14)$$

Để đánh giá dự án đầu tư, người ta có thể sử dụng tiêu chuẩn NPV để thực hiện hai mục đích: Một là để kiểm chứng xem một dự án có mang lại lợi ích về kinh tế cho chủ đầu tư hay không, hai là để so sánh các dự án đầu tư xem nên chọn dự án nào thì có lợi hơn về mặt kinh tế. Ta sẽ lần lượt xét cả hai trường hợp đó.

a) Sử dụng NPV để đánh giá một dự án về mặt kinh tế

Để đánh giá một dự án về mặt kinh tế, đầu tiên ta phải đi tính NPV của dự án theo công thức (8.1). Nếu giá trị qui về hiện tại của lãi ròng mà dương thì về mặt kinh tế, dự án sẽ mang lại

hiệu quả cho chủ đầu tư, ta nói dự án là đáng giá, ngược lại nếu lãi ròng mà âm thì sẽ làm thiệt hại cho chủ đầu tư.

Như vậy sau khi tính được giá trị NPV ta đã có thể biết được dự án có mang lại lợi ích về mặt kinh tế hay không. Nếu không đáng giá thì cần loại bỏ ngay từ đầu hoặc thay đổi các thông số để cho NPV trở nên dương.

Ví dụ 1: Vốn đầu tư vào một nhà máy thủy điện là 50 triệu đôla. Tuổi thọ của nhà máy là 50 năm. Sau 50 năm tài sản thanh lý còn lại là 20 triệu đôla. Chi phí vận hành hàng năm là 1 triệu đôla. Hãy đánh giá dự án trên về mặt kinh tế nếu toàn bộ thu nhập hàng năm là 7 triệu đôla với lãi suất là 10%.

Giải: Ta tiến hành giải bài toán trên theo các bước sau:

+ Lập dòng tiền tệ cho phương án như đã chỉ ra trong bảng sau:

Năm	0	1	2	...	50
10 ⁶ USD	-50	6(do 7-1)	6(do 7-1)	...	6(do 7-1)+20

+ Tính giá trị của dòng tiền tệ quy về hiện tại. Áp dụng công thức (8-14) ta có:

$$NPV = -50 + (7 - 1) \frac{(1 + 0,1)^{50} - 1}{0,1(1 + 0,1)^{50}} + \frac{20}{(1 + 0,1)^{50}} = 9,65 > 0$$

Vì NPV > 0 nên phương án có thể được chấp nhận về mặt kinh tế.

b) Sử dụng NPV để so sánh giữa các dự án

Khi so sánh giữa các dự án có thể xảy ra hai trường hợp sau:

+ *Trường hợp 1:* Khi nguồn vốn là hạn chế

Ta thấy rằng không nhất thiết phải sử dụng hết tổng số vốn đã cho miễn là thu được tổng NPV lớn nhất và nhất thiết phải loại bỏ các phương án có NPV < 0.

Ví dụ 1: Với tổng số vốn là 100 tỉ đồng, cần lựa chọn để đầu tư cho các dự án được trình duyệt sau đây sao cho có lợi nhất:

TT	Tên dự án	Vốn(10 ⁹ đồng)	NPV(10 ⁹ đồng)
1	Dự án A	22	+ 1,5
2	Dự án B	45	+ 5,0
3	Dự án C	45	+ 4,5
4	Dự án D	10	- 0,47
5	Dự án E	30	+ 3,3

Dự án D có NPV < 0 nên bị loại bỏ. Với tổng số vốn là $100 \cdot 10^9$ đồng có thể có các tổ hợp như sau: A; B; C; E; AB; AC; AE; BC; BE; CE; ABE; ACE. Ta lập được bảng sau:

Tổ hợp	A	B	C	E	AB	AC	AE	BC	BE	CE	ABE	ACE
Tổng vốn (10^9 đồng)	22	45	45	30	67	67	52	90	75	75	97	97
Tổng NPV (10^9 đồng)	1,5	5,0	4,5	3,3	6,5	6,0	4,8	9,5	8,3	7,8	9,8	9,3

Nhìn vào bảng trên ta thấy tổ hợp ABE sẽ được chọn vì có tổng NPV là lớn nhất (9,8 tỉ đồng, mặc dù nó chỉ sử dụng hết có 97 tỉ đồng tiền vốn).

+ *Trường hợp 2:* Khi so sánh các phương án loại trừ lẫn nhau.

Trong nhiều trường hợp, các dự án được xem xét có tính đối kháng, loại trừ lẫn nhau. Ví dụ với cùng một dự án xây dựng nhà máy điện có thể có nhiều phương án khác nhau như nhiệt điện ngưng hơi, nhiệt điện trích hơi, tuabin khí, điện nguyên tử .v.v... Ta chỉ có thể chọn một phương án trong đó. Tiêu chuẩn lựa chọn ở đây cũng là giá trị NPV lớn nhất như sau:

Khi không bị hạn chế về ngân sách, nhưng các dự án được xem xét có tính loại trừ lẫn nhau, thì nên chọn dự án nào có NPV lớn nhất.

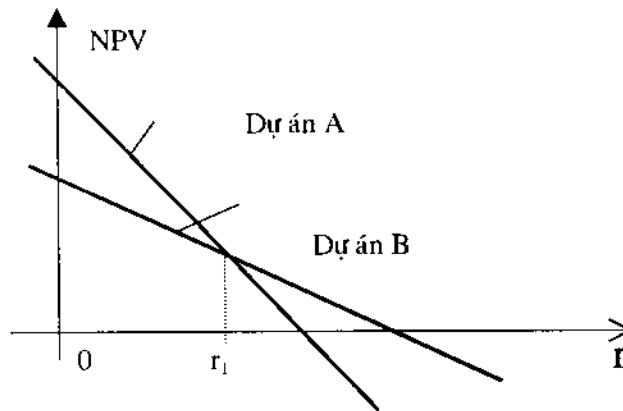
Ví dụ 2: Cần chọn một trong bốn dự án loại trừ lẫn nhau sau:

TT	Tên dự án	Vốn(tỉ đồng)	NPV(triệu đồng)
1	Dự án F	15	+ 2500
2	Dự án G	55	+ 5000
3	Dự án H	45	+ 4500
4	Dự án I	20	+3500

Cả bốn dự án đều có NPV dương nên chúng đều mang lại hiệu quả kinh tế. Tuy nhiên chỉ được chọn một dự án trong số đó mà thôi.

Dự án G có chi phí lớn nhất nhưng nó mang lại NPV cao nhất nên được chọn.

Ví dụ 3: Có hai dự án A và B. Giá trị NPV của chúng đã được chỉ ra trên hình 8.5. Hãy lựa chọn một trong hai dự án đó.



Hình 8.5. Ví dụ 3.

Rõ ràng là việc lựa chọn dự án phụ thuộc vào giá trị lãi suất r được sử dụng. Dự án thường phải chịu những khoản chi phí lớn trong những năm đầu và lợi ích chỉ xuất hiện khi dự án đã đi vào hoạt động. Do đó, khi lãi suất tăng, giá trị hiện tại của lãi sẽ giảm nhanh hơn giá trị hiện tại của chi phí và dẫn tới giá trị hiện tại thuần của dự án sẽ giảm xuống. Ngược lại, khi lãi suất giảm, giá trị hiện tại của lãi sẽ tăng lên. Nhìn vào hình 8.5 ta thấy:

- Nếu tỉ lệ chiết khấu tính toán là r_1 thì chọn dự án nào cũng được.
- Nếu $r < r_1$ thì dự án A sẽ được chọn.
- Nếu $r > r_1$ thì dự án B sẽ được chọn.

c) Chú ý

Trong những trường hợp, khi so sánh các dự án có đời sống khác nhau, ta phải qui đổi về cùng một mốc thời gian (kể cả tuổi thọ) để so sánh. Ví dụ cần so sánh các phương án xây dựng nhà máy điện như sau:

Phương án A: Nhà máy điện nguyên tử; tuổi thọ 60 năm.

Phương án B: Nhà máy nhiệt điện tuabin hơi; tuổi thọ 30 năm.

Phương án C: Nhà máy nhiệt điện tuabin khí; tuổi thọ 15 năm.

Khi đó không thể tính NPV cho từng phương án với tuổi thọ khác nhau rồi so sánh trực tiếp với nhau được mà phải so sánh NPV ở cùng một tuổi thọ như nhau. Trong trường hợp này ta

tính cho 60 năm, tương đương với việc thực hiện liên tiếp 4 phương án C hoặc liên tiếp 2 phương án B để có được tuổi thọ giống như của phương án A. Ta hãy xét ví dụ cụ thể sau:

Ví dụ 4: Có các phương án xây dựng nhà máy điện có công suất 600 MW như sau:

Phương án	Loại nhà máy	Tuổi thọ (năm)	Vốn năm 0 (10 ⁶ USD)	Chi phí hàng năm (10 ⁶ USD)	Lợi nhuận hàng năm (10 ⁶ USD)	Giá trị thanh lý (10 ⁶ USD)
Phương án A	Nguyên tử	60	700	12	100	140
Phương án B	Tuabin hơi	30	260	9	100	50
Phương án C	Tuabin khí	15	190	30	100	30

Hệ số giảm giá lấy bằng 0,1. Cần chọn phương án tối ưu.

Giải: Trước hết lập biểu đồ dòng tiền tệ cho từng phương án như sau:

Năm	Phương án A	Phương án B	Phương án C
0	-700	-260	-190
1	+88(do 100-12)	+91(do 100-9)	+70(do 100-30)
2	+88	+91	+70
.....
15	+88	+91	+70-190+30
16	+88	+91	+70
.....
30	+88	+91-260+50	+70-190+30
31	+88	+91	+71
.....
45	+88	+91	+70-190+30
46	+88	+91	+70
.....
60	+88+140	+91+50	+70+30

Chọn phương pháp NPV để phân tích.

Theo công thức (8.14) ta tính được trị số NPV cho các phương án như sau:

Phương án A:

$$NPV = -700 + (100 - 12) \frac{(1 + 0,1)^{60} - 1}{0,1(1 + 0,1)^{60}} + \frac{140}{(1 + 0,1)^{60}} = 177,57 > 0$$

Phương án B:

$$NPV = -260 + (100 - 9) \frac{(1 + 0,1)^{60} - 1}{0,1(1 + 0,1)^{60}} - \frac{260 - 50}{(1 + 0,1)^{30}} + \frac{50}{(1 + 0,1)^{60}} = 635,14 >$$

Phương án C:

$$NPV = -190 + (100 - 30) \frac{(1 + 0,1)^{60} - 1}{0,1(1 + 0,1)^{60}} - \frac{190 - 30}{(1 + 0,1)^{15}} - \frac{190 - 30}{(1 + 0,1)^{30}} - \frac{190 - 30}{(1 + 0,1)^{45}} + \frac{30}{(1 + 0,1)^{60}} = 458,12 > 0$$

Cả ba phương án đều có $NPV > 0$ nên chúng đều đáng giá. Tuy nhiên phương án xây dựng nhà máy tuabin hơi có NPV lớn nhất nên được chọn.

8.2.3.2. Phương pháp hệ số hoàn vốn nội tại (Internal Rate of Return - IRR)

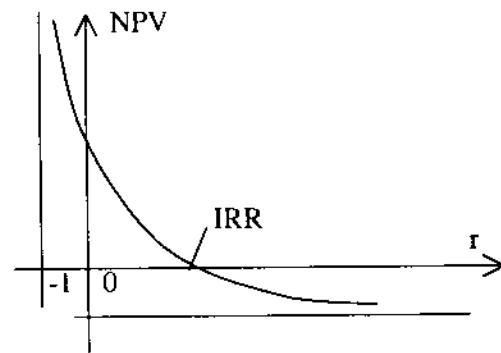
a) Hệ số hoàn vốn nội tại là gì?

Phương pháp hệ số hoàn vốn nội tại cũng là một phương pháp được sử dụng khá phổ biến hiện nay. Hệ số hoàn vốn nội tại IRR là đại lượng được tính đối theo một hệ số nào đó. Đó chính là mức lãi suất r mà nếu dùng nó làm hệ số chiết khấu để qui đổi dòng tiền tệ của phương án về giá trị hiện tại của lãi ròng thì:

$$NPV_r^0 = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + r^*)^i} = 0 \quad (8-15)$$

Tức là khi đó (ứng với hệ số hoàn vốn nội tại $IRR = r^*$) giá trị qui về hiện tại của thu nhập BPV sẽ cân bằng với giá trị qui về hiện tại của chi phí CPV. Điểm đó được gọi là điểm hoà vốn (hình 8.6). Như vậy hệ số hoàn vốn nội tại IRR sẽ được xác định dựa vào biểu thức sau:

$$NPV_r^0 = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + IRR)^i} = 0 \quad (8.16)$$



Hình 8.6. Bản chất của IRR.

Hệ số hoàn vốn nội tại có thể hiểu là mức thu lợi trung bình hàng năm tính theo kiểu lãi ghép sau cả vòng đời dự án đã thu được và do nội tại phương án sinh ra, vì phương pháp này đã giả thiết rằng: các hiệu số thu chi thu được hàng năm đã được đầu tư lại ngay lập tức cho dự án với suất thu lợi chính bằng trị số IRR đang cần tìm.

Thực ra chỉ tiêu IRR không phải là suất thu lợi chỉ của vốn đầu tư ban đầu mà là suất thu lợi tính theo các kết số còn lại của vốn đầu tư ở đầu các thời đoạn, trong đó có vốn đầu tư ban đầu.

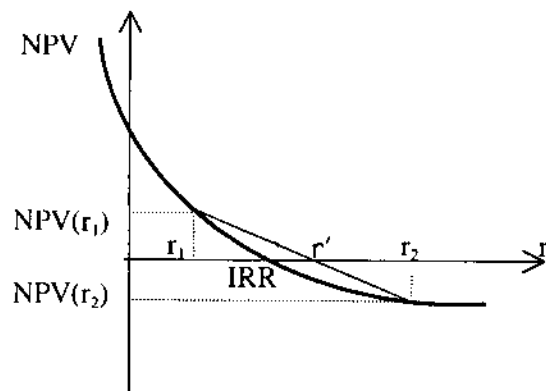
Hệ số hoàn vốn nội tại là một loại suất thu lợi đặc biệt mà khi ta dùng nó để tính trị số NPV thì trị số này sẽ bằng không.

b. Xét sự đáng giá của phương án

Đối với các dự án độc lập thì sau khi đã xác định được hệ số hoàn vốn nội tại IRR của một dự án ta có thể so sánh giữa IRR đó với hệ số hoàn vốn nội tại chuẩn r_{ch} (r_{ch} còn được gọi là hệ số MARR hoặc được gọi là suất thu lợi tối thiểu). Nếu như $IRR \geq r_{ch}$ thì dự án đó sẽ được gọi là đáng giá hay gọi là được chấp nhận về mặt kinh tế. Khi đó dự án có mức lãi cao hơn lãi suất thực tế phải trả cho các nguồn vốn sử dụng trong dự án. Ngược lại, khi $IRR < r_{ch}$, dự án sẽ bị bác bỏ. Mặt khác, hệ số hoàn vốn nội tại còn phản ánh chi phí sử dụng vốn tối đa mà nhà đầu tư có thể chấp nhận được.

Giả thiết rằng các giá trị $A_i > 0$ trong quá trình hoạt động của dự án đều được đem đầu tư ngay lập tức với mức lợi bằng IRR. Đây có thể là một giả thiết không thoả đáng, vì trong thực tế không phải luôn luôn có cơ hội để tái đầu tư với giá trị IRR đó, nhất là khi giá trị IRR của dự án khác nhiều so với giá trị r_{ch} . Để hiểu rõ hơn về IRR dự tính, chúng ta có thể minh hoạ bằng ví dụ sau:

Một nhà đầu tư có hai khả năng lựa chọn: đầu tư số tiền X vào dự án A hay là gửi số tiền đó vào ngân hàng. Nếu giả thiết dự án A xảy ra trong thời gian t năm, sẽ có $IRR = r^{\%}$ và lãi suất đó ở ngân hàng cũng bằng $r^{\%}$ trong một năm. Nhà đầu tư muốn so sánh số tiền sẽ có sau t năm. Nếu dòng tiền tệ dương từ dự án A để đầu tư với lãi suất $r^{\%}$ mỗi năm thì số tiền từ dự án A sẽ bằng số tiền ta



Hình 8.7. Cách xác định IRR.

tích lũy suốt t năm ở ngân hàng. Nếu dòng tiền tệ mỗi năm chỉ có thể đầu tư lại với mức lãi suất thấp hơn, thì nhà đầu tư sẽ có số tiền sau t năm nhỏ hơn số tiền tích lũy ở ngân hàng.

Từ biểu thức (8-16) ta nhận thấy rằng không có một công thức toán học nào cho phép tính trực tiếp giá trị IRR. Để tính IRR người ta thường phải mò theo giá trị NPV cho đến khi $NPV = 0$. Cứ cho trước nhiều giá trị của r sẽ tính được các giá trị tương ứng của NPV. Từ đó xác định được khoảng lãi suất mà NPV đổi dấu và sử dụng phương pháp tỉ lệ sẽ xác định được IRR (hình 8.7). Cụ thể là tìm hai lãi suất r_1 và r_2 sao cho ứng với lãi suất nhỏ (ví dụ r_1) ta có giá trị hiện tại NPV dương, còn ứng với lãi suất lớn hơn r_2 thì giá trị NPV là âm. Hệ số hoàn vốn nội tại IRR cần tính sẽ nằm giữa hai lãi suất r_1 và r_2 . Có thể nội suy IRR theo công thức gần đúng sau:

$$IRR \approx r' = r_1 + (r_2 - r_1) \frac{NPV(r_1)}{NPV(r_1) + |NPV(r_2)|} \quad (8-17)$$

Khi sử dụng công thức nội suy không nên nội suy quá rộng, cụ thể là khoảng cách giữa hai lãi suất được chọn không nên vượt quá 5%.

Ví dụ 1: Xét phương án sau:

- Vốn đầu tư mua sắm tài sản cố định và tài sản lưu động ban đầu: 100 triệu đồng
- Chi phí vận hành tài sản cố định hàng năm: 22 triệu đồng
- Doanh thu hàng năm: 50 triệu đồng
- Giá trị thu hồi khi thanh lý tài sản: 20 triệu đồng
- Tuổi thọ của tài sản cố định: 5 năm
- Suất thu lợi tối thiểu r_{cb} : 8%

Giải: Căn cứ vào công thức (8-16) có chú ý đến công thức (8-14), ta có phương trình để tìm hệ số hoàn vốn nội tại IRR như sau:

$$NPV = -100 + (50 - 22) \frac{(1 + IRR)^5 - 1}{IRR(1 + IRR)^5} + \frac{20}{(1 + IRR)^5} = 0 \quad (8-18)$$

Để xác định IRR ở đây phải dùng phương pháp nội suy gần đúng. Trước hết ta tự cho vào phương trình 8.14 một trị số r_1 bất kì nào đó để sao cho $NPV_1 > 0$, và sau đó ta lại cho một trị số r_2 bất kì nào đó để sao cho $NPV_2 < 0$. Trị số IRR sẽ được tìm ra theo công thức 8.17. Nếu cho $r_1 = 15\%$ và $r_2 = 20\%$, ta sẽ có $NPV_1 = 0,38$ và $NPV_2 = -0,822$ và như vậy theo công thức 8-17:

$$IRR = 15 + (20 - 15) \frac{0,38}{0,38 + 0,822} = 16,5\% > r_{ch} = 8\%$$

Vậy phương án đầu tư là đáng giá.

Chú ý:

- Trị số r_1 và r_2 chênh lệch nhau càng ít thì trị số IRR tìm ra càng chính xác, cho nên phải tính toán chính xác dần theo một thuật toán nào đó.

- Một số dự án đầu tư có thể có nhiều IRR hay không có IRR có ý nghĩa kinh tế:

Ta biết rằng IRR được xác định từ công thức (8-16). Đây là hàm số mũ bậc n, do đó có thể có tối đa n nghiệm hoặc cũng có thể không có nghiệm là số thực. Số nghiệm thực của IRR luôn nhỏ hơn hay bằng số lần đổi dấu của dòng tiền tệ trong suốt thời gian tính toán của dự án. Tuy nhiên các nghiệm này đều không phản ánh đúng suất thu lợi nội tại cần tìm. Để có ý nghĩa về mặt tính toán, IRR tìm ra phải thỏa mãn điều kiện: $-1 < IRR < \infty$; và để có ý nghĩa thực tế về mặt kinh tế thì IRR phải thỏa mãn điều kiện: $0 < IRR < \infty$.

Vậy vấn đề đặt ra là trong trường hợp có nhiều $IRR > 0$ thì ta phải chọn IRR nào?

Cách thứ nhất: Biến đổi dòng tiền tệ để sao cho nó chỉ đổi dấu có một lần bằng cách dùng suất thu lợi tối thiểu (hệ số chiết khấu) r để quy các hiệu số thu chi dương bù cho các số thu chi âm hay chuyển chỗ các trị số $(B_i - C_i)$ để đổi dấu một lần.

Cách thứ hai: Có thể không dùng chỉ tiêu IRR để so sánh phương án nữa và dùng các phương pháp khác để so sánh, trong đó có phương pháp dùng chỉ tiêu NPV, hay chỉ tiêu suất thu lợi ngoại lai.

Cách thứ ba: Có thể dùng phương pháp suy luận để lựa chọn phương án. Ví dụ khi giải phương trình tìm ra một nghiệm âm và một nghiệm dương cho chỉ tiêu IRR, nếu ở đây hiệu số thu chi của dòng tiền tệ chưa qui đổi về thời điểm đầu của dự án, tức là trị số:

$$\sum_{i=0}^n B_i - \sum_{i=0}^n C_i > 0$$
 thì ta có thể lấy nghiệm dương của IRR là đáp số. Nếu điều kiện này không đảm bảo thì phương án nên loại bỏ.

+ Trong trường hợp $\sum_{i=0}^n B_i - \sum_{i=0}^n C_i > 0$ và có hai nghiệm dương của IRR, cũng có ý kiến nên lấy nghiệm có trị số bé hơn là hợp lí.

Đặc điểm khác nhau cơ bản giữa phương pháp IRR và phương pháp NPV là phương pháp NPV coi các dòng tiền thu được của dự án tái đầu tư với hệ số bằng hệ số IRR của chính dự án, còn phương pháp IRR coi chúng tái đầu tư với hệ số chiết khấu r .

c) So sánh các phương án với nhau

* Trường hợp so sánh hai phương án

Ta chỉ so sánh các phương án đáng giá với nhau theo trình tự như sau:

- Lập dòng tiền tẻ cho mỗi phương án, thời kì tính toán được lấy bằng bội số chung nhỏ nhất của các tuổi thọ của các phương án hay được lấy bằng thời kì tồn tại của dự án.
- Tính chỉ tiêu IRR cho mỗi phương án và xét xem chúng có đáng giá không ($IRR \geq r_{ch}$) nếu không thì phải loại trừ ra khỏi so sánh.
- Tiến hành so sánh phương án. Cần phân biệt hai trường hợp:
 - + Nếu vốn đầu tư ban đầu để mua sắm tài sản cố định của hai phương án là như nhau thì phương án nào có IRR lớn hơn là tốt hơn.
 - + Nếu hai phương án có vốn đầu tư khác nhau thì phải theo nguyên tắc : Phương án có vốn đầu tư lớn hơn sẽ tốt hơn nếu giá số đầu tư của nó là đáng giá (tức là $IRR(\Delta) \geq r_{ch}$). Ngược lại, nếu điều kiện này không đảm bảo thì phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn sẽ tốt hơn. Phương án có vốn đầu tư lớn hơn được chọn khi $IRR(\Delta) \geq r_{ch}$ chưa chắc đã có hệ số hoàn vốn nội tại lớn hơn, nhưng nó lại có trị số NPV lớn hơn.

Ví dụ 2: Hãy so sánh hai phương án đầu tư có các thông số như ở bảng sau:

Tên chỉ tiêu	Phương án 1	Phương án 2
- Vốn đầu tư, ($10^3 d$)	100	150
- Chi phí vận hành hàng năm, ($10^3 d$)	22	43
- Doanh thu hàng năm, ($10^3 d$)	50	70
- Giá trị thanh lí tài sản, ($10^3 d$)	20	0
- Tuổi thọ, (năm)	5	10
- Suất thu lợi tối thiểu r_{ch} , (%)	8	8

Vì bội số chung nhỏ nhất của 5 và 10 là 10 nên phải lấy thời gian tính toán là 10 năm.

Giải: Các bước tính toán như sau:

1) Lập dòng tiền tệ cho hai phương án:

Năm	Phương án 1	Phương án 2	Gia số (cột 3 trừ 2)
1	2	3	4
0	-100	-150	-50
1	+28(do 50-22)	+27(do 70-43)	-1
2	+28	+27	-1
3	+28	+27	-1
4	+28	+27	-1
5	+28-80(do 100-20)	+27-0	-1+80
6	+28	+27	-1
7	+28	+27	-1
8	+28	+27	-1
9	+28	+27	-1
10	+28+20	+27+0	-1-20

2) Tính hệ số hoàn vốn nội tại của phương án 1 từ phương trình:

$$NPV = -100 + 28 \frac{(1 + IRR)^{10} - 1}{IRR(1 + IRR)^{10}} - \frac{80}{(1 + IRR)^5} + \frac{20}{(1 + IRR)^{10}} = 0$$

Cho $IRR_1 = 15\%$ tìm ra $NPV_1 = 5$

Cho $IRR_2 = 20\%$ tìm ra $NPV_2 = -11,70$

Vậy theo công thức (8.17) ta có:

$$IRR = 15 + (20 - 15) \frac{5}{5 + 11,7} = 16,49\% > 8\%$$

3) Tính hệ số hoàn vốn nội tại của phương án 2 từ phương trình:

$$NPV = -150 + 27 \frac{(1 + IRR)^{10} - 1}{IRR(1 + IRR)^{10}} = 0$$

Bằng cách nội suy như trên ta tìm ra IRR của phương án 2 là $12,7\% > 8\%$.

Vậy hai phương án đều đáng giá.

4) So sánh hai phương án bằng cách tính IRR của gia số đầu tư (theo số liệu của cột 4 của bảng trên), tức là tìm $IRR(\Delta)$ từ phương trình sau:

$$-50 - 1 \frac{(1 + IRR(\Delta))^{10} - 1}{IRR(\Delta)(1 + IRR(\Delta))^{10}} + \frac{80}{(1 + IRR(\Delta))^5} - \frac{20}{(1 + IRR(\Delta))^{10}} = 0$$

Bằng phương pháp nội suy tìm ra $IRR(\Delta) = 0 < r_{ch} = 8\%$

Vậy phải lấy phương án 1 có vốn đầu tư nhỏ hơn là tốt hơn.

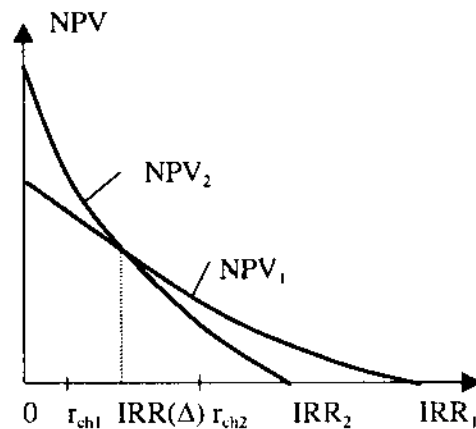
***Trường hợp so sánh nhiều phương án**

Khi so sánh nhiều phương án cần tiến hành các bước sau:

1) Xếp các phương án theo thứ tự tăng dần của vốn đầu tư. Lấy phương án số 0 làm phương án cơ sở để tính toán ở bước đầu tiên (phương án số 0 có vốn đầu tư bằng 0).

2) Tính hệ số hoàn vốn nội tại của gia số đầu tư của phương án 1 so với phương án 0 (cũng tức là tính IRR_1 của phương án 1, vì gia số đầu tư ở đây chính bằng toàn bộ số vốn đầu tư của phương án 1 so với phương án 0). Nếu $IRR_1 < r_{ch}$ thì ta bỏ phương án 1 và tính gia số đầu tư của phương án 2 so với phương án 0, cũng tức là tính IRR_2 của phương án 2. Nếu $IRR_2 < r_{ch}$ thì ta lại bỏ phương án 2 và tính cho các phương án tiếp theo cho đến chừng nào tìm được một phương án n nào đó có $IRR_n > r_{ch}$ thì phương án n này sẽ là phương án cơ sở mới (thay cho phương án 0) để tiếp tục so sánh.

3) Nếu tìm được $IRR_{n+1} > r_{ch}$ thì ta dừng lại và xác định đồng tiền tệ của gia số đầu tư giữa phương án n và n+1. Nếu trị số IRR của gia số đầu tư giữa phương án (n+1) và n kí hiệu là $IRR(\Delta)$ lớn hơn suất thu lợi tối thiểu r_{ch} thì phương án n bị gạt bỏ và phương án n+1 sẽ được dùng làm phương án cơ sở mới để tiếp tục so sánh. Ngược lại nếu $IRR(\Delta) < r_{ch}$ thì phương án (n+1) bị gạt bỏ ngay và phương án n vẫn được tiếp tục giữ lại làm phương án cơ sở để so sánh với phương án (n+2) v.v...



Hình 8.8.

4) Quá trình trên lặp lại cho tới khi chỉ còn lại một phương án, đó là phương án được chọn.

Việc so sánh hai phương án theo nguyên tắc gia số đầu tư được minh hoạ bởi đồ thị trên hình 8.8.

Ghi chú:

$IRR(A)$: Hệ số hoàn vốn nội tại của gia số đầu tư.

IRR_2 : Hệ số hoàn vốn nội tại của phương án 2 có vốn đầu tư lớn.

IRR_1 : Hệ số hoàn vốn nội tại của phương án 1 có vốn đầu tư nhỏ.

Xét hai trường hợp: Chọn suất thu lợi tối thiểu r_{ch1} hay r_{ch2} .

Nếu $IRR(A) \geq r_{ch1}$ thì chọn phương án có vốn đầu tư lớn hơn (tức là chọn phương án 2). Như vậy, trong trường hợp này phương án được chọn có NPV lớn hơn nhưng lại có IRR nhỏ hơn.

Nếu $IRR(A) \leq r_{ch2}$ thì chọn phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn (tức là chọn phương án 1). Trong trường hợp này phương án được chọn vừa có NPV lớn hơn lại vừa có IRR lớn hơn.

Sở dĩ có hiện tượng các đường cong NPV của hai dự án cắt nhau vì:

+ Cơ cấu các dòng tiền hai dự án là khác nhau.

+ Việc hiện tại hoá có tác dụng “phạt” các dòng tiền xa so với các dòng tiền gần. Dự án có dòng tiền lớn ở tương lai xa sẽ bị thiệt so với dự án có dòng tiền lớn ở gần. Hệ số r càng lớn thì sự “phạt” đó càng nặng.

d) Phương pháp dùng chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại tính hai lần

Phương pháp dùng chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại có nhược điểm là phải tính toán phức tạp khi IRR có nhiều nghiệm và đã giả thiết không thoả đáng là các hiệu số thu chi của các năm đã được đầu tư lại ngay vào phương án với mức thu lợi bằng chính trị số IRR đang cần tìm. Giả thiết này càng không thực tế khi trị số IRR tìm ra quá cao so với mức thực tế đã đạt được. Để khắc phục nhược điểm này, người ta dùng phương pháp tính hệ số hoàn vốn nội tại hai lần (kí hiệu là IRR_k). Hệ số hoàn vốn này được tìm ra từ việc giải phương trình sau:

$$\frac{NFV_k}{(1 + IRR_k)^n} - PV(V) = 0$$

trong đó: NFV_k là hiệu số thu chi (không kể vốn đầu tư) qui đổi về tương lai:

$$NFV_k = \sum_{i=1}^n (B_i - C_i)(1 + r)^i = 0$$

PV(V) là vốn đầu tư qui đổi về hiện tại.

- Tiêu chuẩn để lựa chọn phương án là chọn phương án có vốn đầu tư ban đầu lớn hơn nếu gia số vốn đầu tư được chấp nhận (tức là $IRR(\Delta) > r_{ch}$). Cần lưu ý rằng trong thủ tục phân tích gia số, mỗi lần chỉ so sánh 2 phương án với nhau.

Trong các phương án loại trừ nhau nếu ta chọn phương án với IRR_{max} , chúng ta sẽ có thể có lời giải khác với phương pháp NPV.

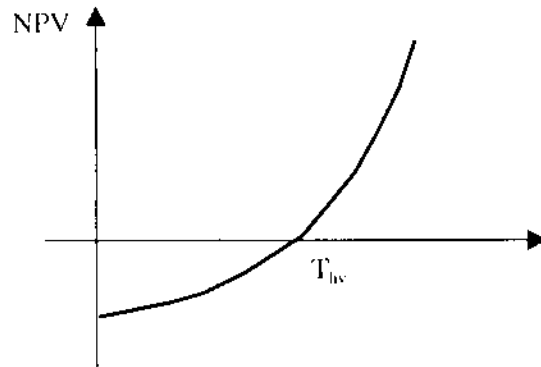
Ví dụ: Có hai phương án A và B với các quan hệ NPV theo r đã được chỉ ra trên hình 8.4. Phương án B có IRR_B lớn hơn IRR_A của phương án A. Giá trị của NPV phụ thuộc vào lãi suất tính toán đã chọn. Nếu lãi suất tính toán trong NPV lớn hơn r^* cả hai phương pháp cho cùng một lời giải là chọn phương án B. Ngược lại, nếu lãi suất tính toán nhỏ hơn r^* thì hai phương pháp sẽ cho lời giải khác nhau: Phương pháp NPV chọn phương án A, trong khi đó phương pháp IRR sẽ chọn phương án B. Để thấy rõ hơn vấn đề này ta đi tính IRR của dòng tiền tệ A-B. Nếu hệ số hoàn vốn nội tại của dòng tiền tệ này lớn hơn lãi suất tính toán ta chọn, thì dự án A sẽ được chọn. Thật vậy, IRR của A-B sẽ là r^* , nếu như $r^* >$ lãi suất tính toán của công ty thì phương án A sẽ được chọn. Trong trường hợp này cả hai phương pháp cho kết quả như nhau.

Thời gian hoàn vốn có tính chiết khấu:

Thời gian hoàn vốn có tính chiết khấu là khoảng thời gian tích lũy dòng tiền tệ làm cho nó trở nên dương. Thời gian hoàn vốn có tính chiết khấu T_{hv} được tính dựa vào công thức sau:

$$\sum_{t=0}^{T_{hv}} \frac{A_t}{(1+r_{ch})^t} = 0$$

Thời gian hoàn vốn có tính chiết khấu là khoảng thời gian mà thu nhập của dự án trả hết mọi chi phí đầu tư ban đầu và cùng thời gian này đầu tư sẽ cho chủ đầu tư một mức lãi bằng chính tỉ lệ chiết khấu.



Hình 8.9.

Nhược điểm của phương pháp hệ số hoàn vốn nội tại là khối lượng tính toán nhiều. Thông thường r^* được tính lập từ phương trình (8-12) bằng phương pháp ngoại suy gần đúng.

Khi gặp các dự án mà giai đoạn đầu tư và thu lời xen kẽ nhau thì từ phương trình (8.15) có thể sẽ có nhiều lời giải khác nhau.

Ví dụ 4: Xét một dự án đầu tư có tổng chi phí ở năm 0 là 100, sang năm thứ nhất lãi ròng là 300 và sang năm thứ hai tổng chi phí là 200. Trong trường hợp này có thể có hai lời giải $r^* = 0$ hoặc $r^* = 1$:

$$r^* = 0 \rightarrow NPV_0^0 = -100 + \frac{300}{(1+0)} + \frac{-200}{(1+0)^2} = 0$$

$$r^* = 1 \rightarrow NPV_0^1 = -100 + \frac{300}{(1+1)} + \frac{-200}{(1+1)^2} = -100 + 150 - 50 = 0$$

Ngay cả trường hợp, khi có thể tính r^* một cách đơn trị thì việc sử dụng hệ số hoàn vốn nội tại cũng gặp một số khó khăn nếu các dự án được xem xét có tính cạnh tranh nhau một cách mạnh mẽ.

Giả sử có dự án A có mức đầu tư 1000 và lãi ròng 300 cho mỗi năm kể từ năm thứ 1 trở đi. Dự án B cạnh tranh với dự án A nhưng có mức đầu tư 5000 và lãi ròng 1000 cho mỗi năm kể từ năm thứ 1 trở đi. Ta có bảng sau:

Năm Dự án	0	1	2	3	4	...
A	-1000	300	300	300	300	...
B	-5000	1000	1000	1000	1000	...

Cần lưu ý rằng:

$$\lim_{i \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^i \left(\frac{1}{1+r^*} \right)^i = \frac{1}{r^*}$$

Ta có:

Dự án A:

$$-1000 + 300 \sum_{i=1}^{\infty} \left(\frac{1}{1+r^*} \right)^i = -1000 + \frac{300}{r^*} = 0$$

$$\Rightarrow r^*_{A} = \frac{300}{1000} = 0,3$$

Dự án B:

$$-5000 + 1000 \sum_{i=1}^{\infty} \left(\frac{1}{1+r^*} \right)^i = -5000 + \frac{1000}{r^*} = 0$$

$$\Rightarrow r^*_B = \frac{1000}{5000} = 0,2$$

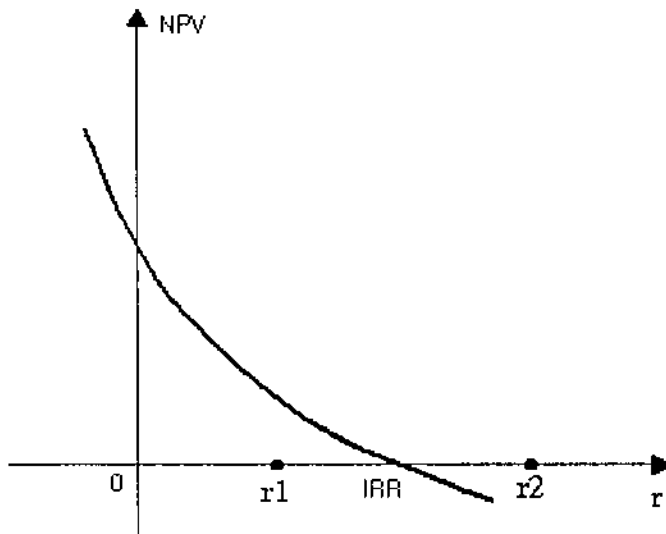
Nếu theo chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại thì ta phải chọn dự án có chỉ tiêu hoàn vốn nội tại lớn hơn nghĩa là chọn dự án A (vì $r^*_A = 0,3 > r^*_B = 0,2$)

Trong các trường hợp các dự án cạnh tranh nhau, nhưng có đời sống dự án khác nhau hoặc các dự án cạnh tranh nhau, nhưng thời gian thực hiện dự án khác nhau thì chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại có thể cho những quyết định không đúng.

e) So sánh kết quả tính toán giữa phương pháp dùng chỉ tiêu NPV và chỉ tiêu IRR

Trường hợp xét sự đáng giá của phương án:

+ Ở bước tính toán này kết quả so sánh phương án của hai phương pháp dùng chỉ tiêu IRR và NPV là như nhau (xem hình 8-10):



Hình 8.10

+ Theo hai phương pháp này, phương án được coi là đáng giá khi: $NPV \geq 0$ và $IRR \geq r$. Từ hình (8-10) ta thấy rằng một khi $NPV \geq 0$ thì nhất định cũng có $IRR \geq r$.

+ Ví dụ ở miền $IRR \geq r$ (ví dụ r_1) thì luôn có $NPV > 0$. Ngược lại ở miền $IRR < r$ (ví dụ r_2) thì luôn có $NPV < 0$. Tức là hai chỉ tiêu NPV và IRR cùng cho một kết quả đánh giá như nhau.

Trường hợp lựa chọn phương án tốt nhất:

Khi so sánh hai phương án có vốn đầu tư khác nhau có thể xảy ra hai trường hợp:

+ Phương án được chọn vừa có trị số NPV lớn hơn, vừa có trị số IRR lớn hơn.

+ Phương án được chọn có NPV lớn hơn nhưng trị số IRR lại bé hơn (lẽ dĩ nhiên $IRR_{\Delta} \geq i$).

Trường hợp này được minh họa ở đồ thị hình 8-8:

+ Hai đồ thị NPV của hai dự án 1 và 2 (hàm của hệ số r) cắt nhau tại điểm r_0 làm cho:
 $NPV_1 = NPV_2$

Với $r < IRR(\Delta)$ thì: $NPV_1 < NPV_2$

$IRR_1 > IRR_2$

Với $r > IRR(\Delta)$ thì: $NPV_1 > NPV_2$

$IRR_1 > IRR_2$

(IRR của các dự án là không đổi)

+ Theo phương pháp IRR thì phương án 1 được lựa chọn vì có IRR lớn.

+ Theo phương pháp NPV, với hệ số chiết khấu là r_1 thì phương án 2 được lựa chọn. Như vậy hai sự lựa chọn này mâu thuẫn nhau.

Nhìn chung trong trường hợp này phương pháp NPV cho kết luận khác với phương pháp IRR với những hệ số $r \leq IRR(\Delta)$

8.2.3.3. Phương pháp tỉ số lợi nhuận / chi phí (Benefit / Cost - B/C)

1. Xét sự đáng giá của phương án

Một phương án được coi là đáng giá khi tỉ số thu chi của nó lớn hơn hay bằng 1. Tỉ số thu chi là tỉ số giữa tổng giá trị lợi nhuận qui về hiện tại (Present Value Benefits - PVB) và tổng giá trị chi phí qui về hiện tại (Present Value Costs - PVC). Trong đó PVB và PVC được qui đổi theo hệ số giảm giá r như đã xét trước đây đối với giá trị NPV. Nếu kí hiệu tỉ số lợi nhuận / chi phí là R thì ta có mấy cách tính tỉ số thu chi như sau:

$$a) \quad R = \frac{B}{C} = \frac{B}{CR + O + M} \geq 1$$

$$b) R = \frac{B}{C} = \frac{B - (O + M)}{CR} \geq 1$$

$$c) R = \frac{PVB}{PVC} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}} \geq 1$$

$$d) R = \frac{PVB}{PVC} = \frac{PV(B)}{PV(CR + O + M)} \geq 1$$

$$e) R = \frac{PVB}{PVC} = \frac{PV[B - (O + M)]}{PV(CR)} \geq 1$$

trong đó: B_i là doanh thu ở năm thứ i ;

C_i là chi phí (không kể khấu hao cơ bản) ở năm i ;

$PV(X)$ là hiện giá của giá trị X (như vậy cách a và b đã không tính đến sự thay đổi theo thời gian của tiền tệ);

CR là chi phí đều hàng năm tương đương để hoàn vốn đầu tư ban đầu và lãi phải trả cho các khoản tài sản cố định khấu hao chưa hết ;

O là chi phí vận hành đều hàng năm;

M là chi phí bảo dưỡng đều hàng năm (với $O + M = C_i$).

Theo chỉ tiêu này, nếu $R > 1$ dự án có thể được chấp nhận về mặt kinh tế.

2. So sánh phương án

+ Trường hợp so sánh hai phương án

Nếu hai phương án có vốn đầu tư cho tài sản sản xuất bằng nhau và đã qui về cùng một thời hạn tính toán thì phương án nào có tỉ số thu chi lớn hơn là tốt hơn.

Nếu hai phương án có vốn đầu tư khác nhau thì phải dùng phương pháp so sánh theo gia số đầu tư với nguyên tắc chung là chỉ so sánh phương án có vốn đầu tư lớn hơn với phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn khi phương án cuối cùng này là đáng giá (tức là có tỉ số thu chi ≥ 1). Phương án có vốn đầu tư lớn hơn sẽ là phương án tốt hơn nếu như gia số đầu tư của nó là đáng giá (tức là $B/C(\Delta) \geq 1$). Nếu ngược lại thì phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn sẽ tốt hơn. Cần chú ý là nếu sử dụng phương pháp gia số đầu tư thì phương án tốt nhất chưa chắc đã có tỉ số thu chi là lớn nhất, nhưng phải có chỉ tiêu NPV lớn hơn.

Trong trường hợp tỉ số của gia số đầu tư $B/C(\Delta)$ có các dấu khác nhau thì việc lựa chọn phương án sẽ theo nguyên tắc sau:

$+\Delta B / +\Delta C < 1$ chọn phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn.

$+\Delta B / +\Delta C > 1$ chọn phương án có vốn đầu tư lớn hơn.

$-\Delta B / +\Delta C < 1$ chọn phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn.

$+\Delta B / -\Delta C < 1$ chọn phương án có vốn đầu tư lớn hơn.

$+\Delta B / -\Delta C = 0$ chọn phương án có vốn đầu tư lớn hơn.

$-\Delta B / -\Delta C < 1$ chọn phương án có vốn đầu tư lớn hơn.

$-\Delta B / -\Delta C > 1$ chọn phương án có vốn đầu tư nhỏ hơn.

+ Trường hợp so sánh nhiều phương án

Phương pháp so sánh nhiều phương án với nhau tương tự như trường hợp tính toán theo chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại đã trình bày ở trên.

8.2.3.4. Phương pháp thời gian thu hồi vốn đầu tư

Phương pháp thời gian thu hồi vốn là phương pháp dùng để xác định thời gian để cho dòng thu thuần vận hành hiện tại hoá bù lại được giá trị hiện tại hoá của vốn đầu tư.

a/ Công thức tính

$$\sum_{i=0}^T (B_i - C_i) \cdot (1+r)^{-i} = 0$$

trong đó T: thời gian thu hồi vốn đầu tư.

b/ Phương pháp áp dụng

+ Để áp dụng được tiêu chuẩn này, chủ đầu tư cần phải xây dựng được cho mình một định mức thời hạn thu hồi vốn trên cơ sở kinh nghiệm của chủ đầu tư và kết hợp với chiến lược phát triển kinh doanh của nhà đầu tư.

+ Về nguyên tắc, trong trường hợp tương lai là chắc chắn, định mức phải nhỏ hơn tuổi thọ kinh tế của công trình đầu tư và thời gian thu hồi vốn phải nhỏ hơn định mức đó. Còn trong trường hợp tương lai là bất định, dự án có thời gian thu hồi vốn dài sẽ dẫn đến mạo hiểm.

+ Cần lưu ý rằng, khi sử dụng tiêu chuẩn này để đánh giá lựa chọn dự án đầu tư thì phải kết hợp với các tiêu chuẩn khác.

Chỉ tiêu này thường chỉ dùng có tính chất phụ trợ.

8.2.3.5. Ưu nhược điểm của các phương pháp dùng các chỉ tiêu động

Ưu điểm chung của các phương pháp sử dụng chỉ tiêu động là có tính đến sự biến đổi của giá trị đồng tiền theo thời gian, tính toán cho cả đời dự án, phù hợp với nền kinh tế thị trường. Nhược điểm chung của các phương pháp này là nó chỉ thích hợp với điều kiện của một thị trường vốn hoàn hảo, là một điều khó đảm bảo trong thực tế (lãi suất thường bất định trong xã hội có nền kinh tế không ổn định như đối với các nước đang phát triển), việc dự đoán các chỉ tiêu cho cả đời dự án rất khó chính xác, có thể không phản ánh đúng bản chất ưu việt về mặt kỹ thuật của phương pháp vì đã dùng chỉ tiêu lợi nhuận, mà nó phụ thuộc vào quan hệ cung cầu.

Ưu điểm riêng của phương pháp dùng chỉ tiêu NPV là:

- + Với kỹ thuật tính toán hiện đại, NPV có thể được tính toán khá dễ dàng.
- + Tính tới toàn bộ thời gian sống của dự án và sự phân tán theo thời gian của các dòng tiền.
- + Có tính đến sự trượt giá và lạm phát thông qua việc điều chỉnh các chỉ tiêu B_t , C_t và r .
- + Có tính đến nhân tố rủi ro tùy theo mức độ tăng giảm của suất chiết khấu r .
- + Có thể so sánh các phương án có vốn đầu tư khác nhau mà không cần tính toán hiệu chỉnh.

Nhược điểm riêng của chỉ tiêu giá trị tương đương NPV khi xét hiệu quả của gia số đầu tư là:

- + Đã coi lãi suất được nhận, lãi suất phải trả và lãi suất tính toán là như nhau. Thực tế không đúng như vậy.
- + Phương pháp này không thể hiện dưới dạng tỉ số nên không toàn diện và việc xác định mức thu lợi tối thiểu rất phức tạp và mang tính chủ quan, kết quả lựa chọn phương án rất phụ thuộc vào trị số r được chọn.
- + Căn cứ vào công thức tính NPV, thì thời gian càng về sau (càng lớn), giá trị $(1+r)^t$ càng nhỏ, do đó giá trị hiện tại hoá của dòng tiền càng nhỏ, do đó phương pháp NPV tạo lợi thế cho những dự án có vốn đầu tư ban đầu thấp, thời gian ngắn so với những dự án có vốn đầu tư ban đầu cao, thời gian dài.
- + Trong trường hợp, các dự án có tuổi thọ kinh tế khác nhau, phương pháp NPV áp dụng theo kiểu đơn thuần không phải là một tiêu chuẩn tốt để đánh giá và lựa chọn đầu tư.

Ví dụ: Nếu hai dự án có số vốn đầu tư ban đầu như nhau, NPV cũng bằng nhau, nhưng có tuổi thọ kinh tế khác nhau thì đương nhiên chủ đầu tư sẽ chọn dự án có thời gian thu hồi vốn ngắn hơn vì ít mạo hiểm hơn.

Trong trường hợp các dự án có tuổi thọ kinh tế khác nhau, có ba cách giải quyết khi áp dụng phương pháp NPV:

Áp dụng kết hợp với tiêu chuẩn thời gian thu hồi vốn.

Áp dụng phương pháp giá trị phân bố đều hàng năm: qui đổi dòng tiền các năm của dự án thành những dòng tiền phân bố đều hàng năm và so sánh: dự án nào có giá trị phân bố đều hàng năm lớn nhất sẽ được lựa chọn.

Chọn thời gian khảo sát dự án bằng thời kỳ tồn tại của dự án hay là bội số chung nhỏ nhất của tuổi thọ kinh tế các dự án. Dự án nào có tuổi thọ kinh tế bé được coi là tái đầu tư vào cuối tuổi thọ kinh tế của mình.

+ Phương pháp NPV không cho thấy doanh lợi thực tế của dự án bởi vì các nhà kinh doanh thường hướng vào doanh lợi của đồng vốn mình bỏ ra nên không phải bao giờ họ cũng áp dụng tiêu chuẩn này để lựa chọn.

Phương pháp hệ số hoàn vốn nội tại lại có ưu điểm riêng là trị số IRR tự nó xác định được một cách khách quan và được tính ở số tương đối cũng như được so sánh với một đại lượng chuẩn.

+ Trị số IRR là mức thu lợi trung bình của đồng vốn được tính theo các kết số còn lại của vốn đầu tư ở đầu các thời đoạn (năm) của dòng tiền tệ, do nội tại phương án mà suy ra và với giả thiết là các khoản thu trong quá trình khai thác dự án đều được đem đầu tư lại ngay lập tức cho dự án với $r = \text{IRR}$ của dự án đang cần tìm, do vậy tránh được việc xác định hệ số chiết khấu r để quy các chỉ tiêu về cùng một thời điểm so sánh như dùng chỉ tiêu NPV.

+ Có tính đến nhân tố trượt giá và lạm phát bằng cách thay đổi các chỉ tiêu của dòng tiền tệ và hệ số r .

+ Giúp ta tìm được phương án tốt nhất theo cả hai chỉ tiêu IRR và NPV trong các điều kiện nhất định.

Nhược điểm riêng của chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại là đã giả định rằng suất thu lợi khi tái đầu tư các khoản hiệu số thu chi ở các năm trở lại đúng phương án phải bằng chính suất thu lợi tối thiểu IRR đang cần tìm; điều này là không phù hợp với thực tế nhất là khi suất thu lợi IRR tìm ra lại quá lớn so với thực tế. Trong trường hợp so sánh theo giá số đầu tư phương pháp này

lại coi lãi suất phải trả, lãi suất được nhận và hệ số hoàn vốn nội tại là như nhau, điều này cũng không phù hợp với thực tế. Khi chỉ tiêu IRR có nhiều nghiệm thì tính toán trở nên phức tạp. Để khắc phục các nhược điểm này người ta thường dùng phương pháp sử dụng hệ số hoàn vốn nội tại tính hai lần.

+ Phương pháp này nâng đỡ các dự án cần ít vốn đầu tư, ngắn hạn, có mức doanh lợi của đồng vốn cao hơn so với các dự án cần nhiều vốn, có mức doanh lợi của đồng vốn thấp nhưng hiệu số thu chi (NPV) cao nếu chỉ dựa vào chỉ tiêu IRR để lựa chọn phương án.

+ Nói rằng so sánh chỉ tiêu IRR nhưng về thực chất vẫn phải ưu tiên lựa chọn phương án theo chỉ tiêu NPV trong trường hợp so sánh theo hiệu quả của gia số đầu tư cho một số trường hợp nhất định.

Nhược điểm riêng của phương pháp tỉ số thu chi là nó chỉ thể hiện hiệu quả ở số tương đối và cũng có nhược điểm có liên quan đến vấn đề lãi suất như ở phương pháp giá trị tương đương.

Ưu điểm riêng của phương pháp thời gian thu hồi vốn như sau:

+ Cho phép chủ đầu tư đảm bảo được tính an toàn của dự án, tránh được các rủi ro của nền kinh tế thị trường thông qua việc thu hồi vốn.

+ Phương pháp này phù hợp với những dự án có tuổi thọ kinh tế ngắn, dự án có độ mạo hiểm cao hoặc trong trường hợp thực lực tài chính của doanh nghiệp không được vững vàng nên thời hạn thu hồi vốn càng nhanh càng tốt.

Nhược điểm riêng của phương pháp thời gian thu hồi vốn là:

+ Phương pháp này không xem xét đến dòng thu thuần của dự án sau thời gian thu hồi vốn.

Như vậy, phương pháp này tập trung chú ý vào thời gian đầu của dự án (tính tới thời điểm thu hồi vốn) mà không hướng tới làm lợi tối đa nên nó tạo lợi thế cho những dự án ít vốn, tuổi thọ kinh tế ngắn.

+ Không phản ánh được mục tiêu cơ bản của kinh doanh là lợi nhuận và mức doanh lợi. Trong nhiều trường hợp mục tiêu thu hồi vốn lại mâu thuẫn với mục tiêu lợi nhuận.

+ Trong thực tế, người ta phải kết hợp hai mục tiêu lợi nhuận và an toàn kinh doanh, trong đó chỉ tiêu thu hồi vốn được dùng với tư cách là chỉ tiêu bổ sung quan trọng. Tuy nhiên cần nhấn mạnh rằng chỉ tiêu thu hồi vốn không bao giờ được sử dụng một mình, vì chỉ tiêu này

không đảm bảo mục tiêu cơ bản của kinh doanh là lợi nhuận, đồng thời còn bỏ qua cả thời gian sau khi đã hoàn vốn xong trong phép tính.

+ Cuối cùng, để áp dụng phương pháp này cần xác định một định mức thu hồi vốn, đây là một việc không hề đơn giản.

V. Phân tích độ nhạy

Các quyết định đầu tư đều dựa trên lợi tức sinh ra từ dự án. Các lợi tức này được đo bằng các dòng tiền. Các dòng tiền này được đánh giá phụ thuộc các yếu tố khác nhau như chi phí tương lai, suất chiết khấu, thuế, giá trị của kinh tế thường bất định và không chắc chắn. Mức độ không chắc chắn của chúng sẽ tăng lên nếu thời gian thực hiện dự án càng dài.

Bởi vậy, thêm vào việc nhận ra tính không chắc chắn trong quá trình đánh giá, sau khi phân tích bước đầu, cần kiểm tra sự thay đổi giá trị biến có ảnh hưởng như thế nào đến sự lựa chọn phương án. Các thay đổi lớn của biến này có thể không ảnh hưởng đến kết quả cuối cùng, nhưng sự thay đổi nhỏ của biến khác lại có thể gây ảnh hưởng lớn tới kết quả. Bởi vậy trên khoảng giá trị của một biến mà không làm thay đổi quyết định của dự án gọi là khoảng an toàn. Về cơ bản đây là phương pháp luận của phương pháp phân tích độ nhạy.

Độ nhạy của dự án là mức độ biến đổi của các chỉ tiêu hiệu quả như lợi nhuận, hiện giá của hệ số thu chi (NPV) hay hệ số hoàn vốn nội tại (IRR), v.v... khi ta thay đổi các chỉ tiêu tính toán có mặt trong dòng tiền tệ.

Độ nhạy của dự án có thể khảo sát theo sự thay đổi của từng chỉ tiêu (ví dụ: vốn đầu tư, doanh thu...) riêng rẽ, hay hầu hết các chỉ tiêu đồng thời. Độ nhạy thường được xem xét theo các tình huống tốt nhất, xấu nhất và bình thường để xem xét và quyết định cuối cùng.

§8.3. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH CÁC DỰ ÁN

8.3.1. Đặt vấn đề

Các phương pháp phân tích dự án trình bày ở phần trên còn chưa tính đến một thành phần chi phí quan trọng là thuế - một dòng tiền tệ có tính chất đương nhiên trong tất cả mọi hoạt động kinh doanh hiện nay. Nếu bỏ qua thành phần chi phí này, phương án lựa chọn có thể là phương án chưa hợp lý về mặt kinh tế. Vì vậy sau khi phân tích kinh tế ta tiến hành phân tích tài chính, có tính đến thuế thu nhập doanh nghiệp tức như là một thành phần chi phí.

Một thành phần quan trọng trong các khoản khấu trừ được phép là chi phí khấu hao. Chi phí khấu hao trong một thời gian càng lớn thì tiền thuế trong giai đoạn đó càng giảm. Điều đó có nghĩa là cách tính khấu hao khác nhau có thể làm thay đổi thành phần chi phí thuế giữa các thời

đoạn. Từ đó chuỗi dòng tiền tệ lại thay đổi và sẽ ảnh hưởng đến kết quả tính toán của phương án. Các tài sản đầu tư thường bị giảm dần giá trị trong quá trình hoạt động của dự án. Giá trị giảm có thể là do hao mòn trong quá trình sử dụng, bị già cỗi theo thời gian (gọi là hao mòn hữu hình) hoặc bị giảm giá do lỗi thời (về kinh tế gọi là hao mòn vô hình) có thể một thiết bị vẫn còn ở trạng thái làm việc tốt, nhưng giá trị của nó bị giảm theo thời gian. Khấu hao nhằm thu lại, để hoàn trả nguồn vốn hay phần giá trị bị giảm đi của tài sản đã đầu tư.

Tính khấu hao còn là biện pháp để xác định giá trị tài sản còn lại, hay thường gọi là giá trị sổ sách (book value) theo các mốc thời gian của tài sản đầu tư.

8.3.2. Khái niệm về thuế

8.3.2.1. Định nghĩa

Theo Mác thì “ thuế là cơ sở kinh tế của bộ máy Nhà nước, là thù đoạn đơn giản để kho bạc thu được tiền hay tài sản của người dân để dùng vào việc chi tiêu của Nhà nước ”.

Trong một số tài liệu người ta lại cho rằng: thuế là khoản đóng góp theo qui định của pháp luật mà Nhà nước bắt buộc mọi tổ chức và cá nhân phải có nghĩa vụ nộp vào cho ngân sách Nhà nước.

Trên góc độ phân phối thì: thuế là hình thức phân phối và phân phối lại tổng sản phẩm xã hội và thu nhập quốc dân nhằm hình thành nền quỹ tiền tệ tập trung lớn nhất của Nhà nước (quỹ ngân sách Nhà nước) để đáp ứng nhu cầu chi tiêu cho việc thực hiện các chức năng của Nhà nước.

8.3.2.2. Đặc điểm của thuế

- Tính cưỡng chế và tính pháp lí cao

Việc đóng thuế được coi là nghĩa vụ bắt buộc đối với các tổ chức kinh tế và công dân cho Nhà nước. Nếu tổ chức cá nhân nào không thực hiện đúng nghĩa vụ thuế của mình, tức là họ đã vi phạm pháp luật.

_ Thuế là khoản đóng góp không mang tính hoàn trả trực tiếp

_ Số tiền thuế thu được Nhà nước sẽ sử dụng cho các chi tiêu công cộng, phục vụ cho nhu cầu của Nhà nước và của mọi cá nhân trong xã hội.

8.3.2.3. Vai trò của thuế

Thuế là công cụ tập trung chủ yếu (chiếm trên 90%) nguồn thu cho ngân sách Nhà nước. Nhờ có thuế mà bộ máy Nhà nước mới tồn tại và hoạt động được.

Thuế tham gia vào việc điều tiết kinh tế vĩ mô

Bằng việc ban hành hệ thống luật thuế Nhà nước sẽ quy định đánh thuế, không đánh thuế hoặc đánh với thuế suất khác nhau vào các ngành nghề, các mặt hàng cụ thể. Thông qua đó mà tác động và làm thay đổi quan hệ cung cầu trên thị trường, nhằm góp phần thực hiện điều tiết vĩ mô, đảm bảo sự cân đối giữa các ngành nghề trong nền kinh tế.

Thuế là công cụ để điều hoà thu nhập, thực hiện công bằng xã hội.

Việc điều hoà thu nhập giữa các tầng lớp dân cư được thực hiện thông qua thuế gián thu mà điển hình là thuế tiêu thụ đặc biệt và thuế trực thu (thuế thu nhập).

Thuế còn là công cụ để thực hiện kiểm tra, kiểm soát các hoạt động sản xuất, kinh doanh.

Từ công tác thu thuế mà cơ quan thuế sẽ phát hiện những việc làm sai trái, vi phạm pháp luật của các cá nhân, các đơn vị sản xuất, kinh doanh, hoặc phát hiện những khó khăn mà họ gặp phải để giúp đỡ tìm biện pháp tháo gỡ.

8.3.3. Hệ thống thuế ở Việt Nam hiện nay

8.3.3.1. Chính sách thuế hiện nay ở Việt Nam

Sau nhiều năm cải cách thuế ngày 1/1/1999 hệ thống chính sách thuế của Việt Nam đã có những sự thay đổi cơ bản trên những nội dung sau:

Bãi bỏ thuế sát sinh.

Áp dụng luật thuế giá trị gia tăng (VAT) thay cho luật thuế doanh thu.

Áp dụng luật thuế thu nhập doanh nghiệp thay cho luật thuế lợi tức.

Áp dụng luật thuế tiêu thụ đặc biệt.

Áp dụng luật sửa đổi, bổ sung luật thuế xuất khẩu, thuế nhập khẩu.

Áp dụng pháp lệnh sửa đổi một số điều về thuế thu nhập đối với người có thu nhập cao.

Một số luật thuế khác như thuế chuyển quyền sử dụng đất, thuế tài nguyên được sửa đổi phù hợp với tình hình mới. Đặc biệt ban hành pháp lệnh phí và lệ phí nhằm thống nhất việc thu, quản lý và sử dụng các khoản phí và lệ phí.

Bên cạnh đó Nhà nước còn thực hiện các thoả thuận cam kết Quốc tế về thuế như: Hiệp định tránh đánh thuế hai lần, hiệp định về chương trình ưu đãi thuế quan giữa các nước ASEAN (AFTA).

Trong các khoản thuế trên thì mỗi loại đều có tác động khác nhau đến việc đầu tư kinh doanh của các tổ chức kinh tế hay mỗi cá nhân trong xã hội. Các khoản thuế có liên quan trực tiếp đến việc đánh giá dự án đầu tư như thuế giá trị gia tăng, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế tài nguyên, thuế tiêu thụ đặc biệt,... trong đó thuế giá trị gia tăng và thuế thu nhập doanh nghiệp có ảnh hưởng quyết định đến hiệu quả của dự án đầu tư.

8.3.3.2. Thuế giá trị gia tăng

a) Khái niệm về thuế giá trị gia tăng

Giá trị gia tăng là phần giá trị tăng thêm của hàng hoá dịch vụ phát sinh trong quá trình từ sản xuất, lưu thông đến tiêu dùng.

Thuế giá trị gia tăng (Value Added Tax: VAT) là loại thuế được tính trên phần giá trị tăng thêm của hàng hoá, dịch vụ phát sinh trong quá trình từ sản xuất, lưu thông đến tiêu dùng. Do thuế tính trên phần giá trị tăng thêm nên đối tượng nộp thuế phải là các cơ sở sản xuất kinh doanh có giá trị tăng thêm nhưng thực chất phần thuế mà họ nộp là do người mua hàng hoá, dịch vụ thanh toán.

Có nhiều loại VAT như: VAT về doanh thu, VAT về tài sản, VAT về thu nhập,... nhưng chủ yếu các nước sử dụng VAT về doanh thu.

b) Các phương pháp tính thuế giá trị gia tăng

Đặc trưng của thuế giá trị gia tăng là chỉ đánh vào phần giá trị tăng thêm của các sản phẩm hàng hoá, dịch vụ ở mỗi công đoạn từ sản xuất, lưu thông đến tiêu dùng.

Vì vậy nó không gây ra sự trùng lặp trong tính thuế. Bộ phận giá trị tăng thêm ở khâu nào phải nộp thuế ở khâu đó, sang khâu sau thuế không tính trên phần giá trị tăng thêm đó nữa.

Để đảm bảo tránh sự chồng chéo trên thế giới người ta đưa ra bốn phương pháp tính sau:

Phương pháp cộng trực tiếp:

$$\text{VAT phải nộp} = (\text{Lợi nhuận} + \text{Tiền công}) \times (\text{thuế suất})$$

Phương pháp cộng gián tiếp:

$$\text{VAT phải nộp} = (\text{Lợi nhuận}) \times (\text{thuế suất}) + (\text{Tiền công}) \times (\text{thuế suất})$$

Phương pháp trừ trực tiếp:

$$\text{VAT phải nộp} = (\text{Doanh số bán ra} - \text{Doanh số mua vào}) \times (\text{thuế suất})$$

- Phương pháp trừ gián tiếp:

$$\text{VAT phải nộp} = (\text{Doanh số bán ra}) \times (\text{thuế suất đầu ra}) - (\text{Doanh số mua vào}) \times (\text{thuế suất đầu vào})$$

Ở Việt Nam sử dụng hai phương pháp tính thuế giá trị gia tăng: phương pháp khấu trừ và phương pháp tính thuế trực tiếp trên giá trị gia tăng (GTGT).

- Phương pháp khấu trừ:

$$\text{VAT phải nộp} = \text{VAT đầu ra} - \text{VAT đầu vào được khấu trừ}$$

trong đó:

$$\text{VAT đầu ra} = \text{CĐR} \times B \times \text{CVAT}$$

với: CĐR là giá tính thuế của sản phẩm chịu thuế đầu ra;

B là khối lượng sản phẩm bán ra;

CVAT là thuế suất thuế giá trị gia tăng của sản phẩm tương ứng.

VAT đầu vào là số thuế được ghi trên hoá đơn mua hàng của hàng hoá, dịch vụ (HH, DV) mà cơ sở đó mua vào, hoặc chứng từ nộp thuế giá trị gia tăng hàng hoá nhập khẩu.

- Phương pháp tính trực tiếp trên giá trị gia tăng:

$$\text{VAT phải nộp} = (\text{GTGT của HH, DV}) \times (\text{Thuế suất VAT tương ứng})$$

GTGT của HH, DV chịu thuế được xác định như sau:

GTGT của HH, DV = (Giá thanh toán của HH, DV bán ra) - (Giá thanh toán của HH, DV mua vào).

Giá thanh toán của HH, DV bán ra là số tiền bên mua phải thanh toán cho bên bán bao gồm cả thuế giá trị gia tăng và các khoản thu phụ, phí thu thêm mà bên mua phải trả.

Giá thanh toán của HH, DV mua vào tương ứng là giá trị của HH, DV mà cơ sở sản xuất, kinh doanh đã dùng vào sản xuất, kinh doanh HH, DV chịu thuế giá trị gia tăng bán ra trong kì.

8.3.3.3. Thuế thu nhập doanh nghiệp

a) Khái niệm

Thuế thu nhập doanh nghiệp (TNDN) là loại thuế trực thu, được tính trên lợi nhuận của công ty trong kì kinh doanh.

Lợi nhuận làm căn cứ tính thuế TNDN là tổng lợi nhuận từ hoạt động sản xuất, kinh doanh thông thường và lợi nhuận khác.

Bản chất thuế TNDN là thuế đánh vào thu nhập từ vốn chủ sở hữu trong khu vực công ty. Đây được coi là sắc thuế khấu trừ đánh vào những người nhận thu nhập từ góp vốn vào công ty. Do vậy sắc thuế góp phần điều tiết thu nhập giữa các tầng lớp dân cư trong xã hội.

b) Phương pháp xác định thuế TNDN

Mức thuế phải nộp trong kì = (Thu nhập chịu thuế) x (Thuế suất thuế TNDN)

- Xác định thu nhập chịu thuế:

Thu nhập chịu thuế của công ty hàng năm được tính bằng cách trừ mọi chi phí kinh doanh khỏi doanh thu trong một thời kì nhất định.

Thu nhập chịu thuế = (Doanh thu để tính thu nhập chịu thuế) - (Chi phí hợp lý) + (Thu nhập khác)

+ Doanh thu để tính thu nhập chịu thuế bao gồm toàn bộ tiền bán hàng, tiền cung ứng dịch vụ (không có VAT), các khoản trợ giá, phụ thu, phụ trội mà cơ sở kinh doanh được hưởng.

+ Chi phí được khấu trừ trong thu nhập chịu thuế là:

Thứ nhất: Chi phí khấu hao tài sản cố định sử dụng cho hoạt động sản xuất kinh doanh, dịch vụ theo quy định. Mức trích khấu hao hàng năm phụ thuộc vào giá trị tài sản cố định, loại tài sản cố định và phương pháp tính khấu hao mà doanh nghiệp sử dụng.

Thứ hai: Chi phí nguyên liệu, nhiên liệu, vật liệu, năng lượng, hàng hoá sử dụng vào sản xuất, kinh doanh, dịch vụ liên quan tới doanh thu và thu nhập chịu thuế trong kì được tính theo mức tiêu hao hợp lý và giá thực tế xuất kho.

Thứ ba: Chi phí tiền lương, tiền công, tiền ăn giữa ca, các khoản mang tính chất tiền lương, tiền công.

Thứ tư: Chi phí dịch vụ mua ngoài như tiền điện nước, trả tiền sử dụng tài liệu kỹ thuật, tiền thuê tài sản cố định,...

Thứ năm: Chi phí nghiên cứu khoa học, công nghệ trừ phần kinh phí do Nhà nước hoặc cơ quan quản lý cấp trên hỗ trợ.

Thứ sáu: Chi bảo hộ lao động, bảo hiểm xã hội, y tế thuộc trách nhiệm của cơ sở kinh doanh; kinh phí công đoàn ...

Thứ bảy: Chi trả lãi tiền vay vốn sản xuất, kinh doanh, dịch vụ của ngân hàng, tổ chức tín dụng theo lãi suất thực tế.

Thứ tám: Chi phí tiêu thụ hàng hoá dịch vụ.

Thứ chín: Chi phí quảng cáo, tiếp thị, ... trong giới hạn cho phép.

Xác định thuế suất thuế TNDN:

Mức thuế suất thuế TNDN được xác định trên cơ sở mức thu nhập của công ty, yêu cầu tạo nguồn thu cho ngân sách và điều tiết thu nhập giữa các công ty.

Ví dụ như thuế suất đối với các cơ sở kinh doanh ở Việt Nam không theo luật đầu tư nước ngoài tại Việt Nam là 32%. Thuế suất đối với doanh nghiệp có vốn đầu tư nước ngoài và bên nước ngoài tham gia hợp đồng hợp tác kinh doanh là 25%....

8.3.4. Các phương pháp tính khấu hao

8.3.4.1. Khấu hao tuyến tính SL (*SL: Straigh Line depreciation*)

Khấu hao tuyến tính hay khấu hao đều là một phương pháp tính khấu hao được sử dụng tương đối phổ biến và có tính chất truyền thống. Khoản khấu hao ở đây được trích ra đều đặn theo các thời đoạn trong suốt thời kỳ khấu hao. Điều đó có nghĩa giá trị còn lại của tài sản sẽ giảm đi một cách đều đặn theo thời gian.

Thông thường người ta chỉ tính khấu hao cho tài sản có tuổi thọ lớn hơn 1 năm và thời đoạn tính 1 năm. Theo phương pháp khấu hao đều, chi phí khấu hao D , ở một thời đoạn (năm) sẽ là:

$$D = \frac{P}{n}$$

trong đó:

P : nguyên giá còn lại;

n : số năm sử dụng (tính khấu hao).

Từ đó giá trị còn lại của tài sản ở cuối một năm X nào đó sẽ là BV_x .

$$BV_x = P - X \cdot D = P - X \cdot (P/n) = P(1 - X(1/n)) = P(1 - X \cdot d)$$

Trong đó $d=1/n$ gọi là tỉ lệ khấu hao (giống nhau trong mọi thời đoạn).

8.3.4.2. Khấu hao theo số dư giảm dần DB. (*DB: Declining Balance decrecialtion*)

Khấu hao theo số dư giảm dần là mô hình trích khấu hao nhiều ở năm đầu, và giảm dần trong những năm sau. Chi phí khấu hao ở một năm X nào đó tính bằng tích số của tỉ lệ khấu hao d (hệ số biểu thị bằng phần trăm) có giá trị không đổi với giá trị còn lại của tài sản ở năm đầu X (cuối năm $X - 1$). Thủ tục đó cứ lặp đi lặp lại từ năm thứ nhất đến cuối thời kỳ tuổi thọ của dự án hoặc cho đến khi tổng số trích khấu hao bằng giá trị tài sản bị giảm $P - SV$.

$$D_x = SV_{x-1} dr$$

Giá trị bút toán tài sản cuối năm sẽ là: $D_x = P(1-dr)^{x-1} dr$

Giá trị bút toán ở năm cuối cùng sẽ bằng giá trị tài sản còn lại. Vậy suất khấu hao dr sẽ là:

$$dr = 1 - \sqrt[x]{\frac{SV}{P}}$$

8.3.4.3. Khấu hao theo số lượng, khối lượng sản phẩm

Tài sản cố định tham gia vào hoạt động kinh doanh được trích khấu hao theo phương pháp này là các loại máy móc, thiết bị thoả mãn đồng thời các điều kiện sau:

- + Trực tiếp liên quan đến việc sản xuất sản phẩm;
- + Xác định được tổng số lượng, khối lượng sản phẩm sản xuất theo công suất thiết kế của tài sản cố định;
- + Công suất sử dụng thực tế bình quân tháng trong năm tài chính không thấp hơn 50% công suất thiết kế.

8.3.5. Dòng tiền dự án khi phân tích tài chính

8.3.5.1. Dự án không vay vốn

Lợi nhuận trước thuế:

$$CFBT = \text{Doanh thu sau VAT} - \text{Chi phí sau VAT}$$

Thuế thu nhập doanh nghiệp (thuế TNDN):

$$\text{Lợi nhuận sau thuế CFAT} = CFBT - \text{Thuế TNDN}$$

8.3.5.2. Dự án có vay vốn

Dòng tiền trước thuế:

$$CFBT = \text{Doanh thu sau VAT} - \text{Chi phí sau VAT}$$

Lợi nhuận trước thuế và lãi vay:

$$LNNT \text{ và } LV = CFBT - \text{khấu hao}$$

Lãi vay:

$$LV = LV \text{ trung và dài hạn} + LV \text{ ngắn hạn}$$

Lợi nhuận trước thuế:

$$\text{LNNT} = \text{LNNTT} \text{ và } \text{LV} - \text{LV}$$

Thuế thu nhập doanh nghiệp

$$\text{Thuế TNDN} = \text{LN trước thuế} \times \text{thuế suất thuế TNDN}$$

Lợi nhuận sau thuế:

$$\text{CFAT} = \text{LN trước thuế} - \text{Thuế TNDN}$$

8.3.6. Ví dụ cụ thể về việc đánh giá dự án xây dựng nhà máy điện

8.3.6.1. Đặt bài toán

Ta thông qua một ví dụ cụ thể để hiểu được cách đánh giá về kinh tế-tài chính của một dự án xây dựng nhà máy điện như sau:

Hãy phân tích kinh tế – tài chính cho dự án xây dựng nhà máy nhiệt điện ngưng hơi có các thông số sau:

1. Công suất thiết kế nhà máy: 600 MW

2. Công suất hoạt động cao nhất: 80%

3. Thời gian sử dụng công suất cực đại: 4500 h

4. Chi phí hoạt động:

Nhiên liệu: 11.500 BTU/kWh

Giá mua: 2 USD/1 triệu BTU

Chi phí nhân công vận hành và bảo dưỡng: 5 USD/kW

Chi phí quản lí: 1 USD/kW

Chi phí bán hàng: 0,5 USD/kW

5. Vốn đầu tư: 300.000.000 USD

Chi phí xây dựng nhà xưởng: 100.000.000 USD

Chi phí thiết bị: 150.000.000 USD

Chi phí khác: 50.000.000 USD

Thời gian khấu hao (tính chung): 20 năm

6. Vốn trung hạn đi vay:

Vay trong nước: 100.000.000 USD.

Lãi suất: 5%/năm. Thời gian vay: 10 năm

vốn nước ngoài: 200.000.000 USD.

Lãi suất: 3%/năm. Thời gian vay: 15 năm

7. Thuế doanh thu: 25%/năm
8. Thuế VAT: 10%/năm
9. Lãi suất vay ngắn hạn: 0,85%/tháng
10. Số vòng vốn lưu động: 1,5 vòng/năm

8.3.6.2. Lựa chọn phương pháp phân tích kinh tế

Ta dùng phương pháp phổ biến hiện nay là phương pháp giá trị tương đương.

Theo phương pháp này dòng tiền tệ của dự án trong suốt thời gian thực hiện dự án được biến đổi tương đương thành:

- Giá trị hiện tại.
- Giá trị tương đương.
- Giá trị qui đổi hàng năm.

Xét về mặt toán học, việc qui đổi dòng tiền tệ về giá trị hiện tại hay tương lai có ý nghĩa giống nhau khi so sánh các phương án. Do đó ta thống nhất trong suốt quá trình đánh giá chỉ quy về giá trị hiện tại.

Trong phạm vi bài toán này, do khối lượng tính toán không lớn nên ta có thể tính toán tất cả các chỉ tiêu đánh giá dự án.

1. Giá trị hiện tại của lãi: NPV
2. Hệ số hoàn vốn nội tại: IRR
3. Tỷ số lợi ích/ chi phí: B/C
4. Thời gian thu hồi vốn đầu tư: T

1. Chi phí vốn đầu tư: 300.000.000 USD

2. Chi phí vận hành hàng năm:

- Chi phí nhiên liệu: CP_{NL}

$CP_{NL} = (\text{Công suất hoạt động cực đại}) \times (\text{thời gian sử dụng công suất cực đại}) \times (\text{suất tiêu hao khí}) \times (\text{giá khí}) = 80\% \times 600 \times 4500 \times 11.500 \times 10^3 \times 2 \times 10^{-6} = 49,68 \times 10^6 \text{ USD}$

- Chi phí nhân công vận hành và bảo dưỡng: CP_{NC}

$$CP_{NC} = (\text{Công suất thiết kế nhà máy}) \times (\text{suất chi phí}) = 600 \times 5.10^3 = 3.10^6 \text{ USD}$$

- Chi phí quản lí: CP_{QL}

$$\begin{aligned} CP_{QL} &= (\text{Công suất thiết kế nhà máy}) \times (\text{suất chi phí}) \\ &= 600.10^3 \\ &= 0,6.10^6 \text{ USD} \end{aligned}$$

- Chi phí bán hàng: CP_{BH}

$$\begin{aligned} CP_{BH} &= (\text{Công suất thiết kế nhà máy}) \times (\text{suất chi phí}) = 600 \times 0,5.10^3 = \\ &= 0,3.10^6 \text{ USD} \end{aligned}$$

3. Tổng chi phí: CP

$$CP = CP_{DT} + CP_{NT} + CP_{NC} + CP_{QL} + CP_{BH}$$

4. Hệ số qui đổi:

$$(1 + r)^{-t}$$

i: là năm qui đổi về hiện tại;

r: lãi suất chiết khấu (trong dự án này ta lấy là 10%).

5. Giá trị hiện tại của tổng chi phí: CP_{HT}

$$\begin{aligned} CP_{HT} &= (\text{Tổng chi phí}) \times (\text{hệ số qui đổi}) \\ &= CP.(1 + r)^{-t} \end{aligned}$$

6. Sản lượng điện thực tế hàng năm: A_{TT}

$$\begin{aligned} A_{TT} &= (\text{Công suất hoạt động cực đại}) \times (\text{thời gian hoạt động cực đại}) = \\ &= 80\% \times 600 \times 10^3 \times 4500 = 2160.10^6 \text{ kWh} \end{aligned}$$

7. Giá trị hiện tại của sản lượng điện hàng năm: A_{HT}

$$\begin{aligned} A_{HT} &= A_{TT} \cdot (\text{hệ số qui đổi}) \\ &= A_{TT} \cdot (1 + r)^{-t} \end{aligned}$$

A_{HT} có ý nghĩa tính giá thành điện năng trung bình của dự án

8. Doanh thu thực tế: DT_{TT}

$$\begin{aligned} DT_{TT} &= (\text{Sản lượng điện thực tế}) \times (\text{giá bán điện}) \\ &= A_{TT} \cdot 0,05 = 0,05 \cdot A_{TT} \quad (\text{Giá bán điện lấy } 0,05 \text{ USD/kWh}) \end{aligned}$$

9. Doanh thu thuần hiện tại: DT_{HT}

$$\begin{aligned}
 DT_{IRR} &= (\text{Doanh thu thực tế}) \times (\text{hệ số qui đổi}) \\
 &= 0,05 \times 2160 \times 10^6 (1+r)^{-t} \\
 &= 108 \times 10^6 \times (1+r)^{-t} \quad \text{USD}
 \end{aligned}$$

10. Giá trị hiện tại của lãi: NPV

$$\begin{aligned}
 NPV &= \text{Giá trị doanh thu hiện tại} - \text{Giá trị tổng chi phí hiện tại} \\
 &= DT_{IRR} - CP_{IRR}
 \end{aligned}$$

Kết quả thực hiện tính toán được trình bày trong bảng PL-11

8.3.6.3. Kết quả tính các chỉ tiêu kinh tế

1. Giá trị hiện tại của lãi: $NPV = 163,3081.10^6 \text{ USD}$ (Bảng PL-11.1)

2. Hệ số hoàn vốn nội tại:

$r = 10\%$ thì $NPV = 163,3081.10^6 \text{ USD}$ (Bảng PL-11.1)

$r_1 = 17\%$ thì $NPV_1 = 6,2531.10^6 \text{ USD}$ (Bảng PL-11.2)

$r_2 = 18\%$ thì $NPV_2 = - 8,7035.10^6 \text{ USD}$ (Bảng PL-11.3)

$$\begin{aligned}
 \Rightarrow IRR &= r_1 + (r_2 - r_1) \cdot \frac{NPV_1}{NPV_1 + |NPV_2|} = 17 + 1 \cdot \frac{6,2631}{6,2631 + 8,7035} \\
 &= 17,04\%
 \end{aligned}$$

3. Tỷ số lợi ích/chi phí:

Giá trị hiện tại của doanh thu:

$$\begin{aligned}
 PVB &= \sum_{i=0}^{20} B_i \cdot (1 + 0,1)^{-i} \\
 &= 919,4649.10^6 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-11.1})
 \end{aligned}$$

Giá trị hiện tại của chi phí:

$$\begin{aligned}
 PVC &= \sum_{i=0}^{20} C_i \cdot (1 + 0,1)^{-i} \\
 &= 756,1567.10^6 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-11.1})
 \end{aligned}$$

$$\Rightarrow B/C = \frac{919,4649.10^6}{756,1567.10^6} = 1,2160$$

Thời gian thu hồi vốn đầu tư: T

T là nghiệm của phương trình $NPV(n) = 0$ (với $r=10\%$)

Đến cuối năm thứ 8: $NPV = -9.673.10^6$ USD (Bảng PL-11.4)

Đến cuối năm thứ 9: $NPV = 11.308.10^6$ USD (Bảng PL-11.5)

Trong khoảng $n = 8 \div 9$ coi sự phụ thuộc của $NPV(n)$ là tuyến tính, từ đó tính được giá trị của T như sau:

$$\begin{aligned} T &= 8 + (9 - 8) \cdot \frac{|NPV_1|}{|NPV_1| + NPV_2} \\ &= 8 + 1 \cdot \frac{9.673}{9.673 + 11.308} = 8,46 \text{ năm} = 8 \text{ năm } 6 \text{ tháng} \end{aligned}$$

Từ các chỉ tiêu kinh tế trên ta thấy phương án xây dựng nhà máy điện này có thể chấp nhận được về mặt kinh tế.

8.3.4.6. Phân tích tài chính dự án đầu tư

Dự án xây dựng nhà máy điện có nguồn vốn như sau:

a) Vốn trung hạn đi vay:

- Vay trong nước: 100.000.000 USD. Lãi suất 5%/năm. Thời gian vay: 10 năm.

- Vay nước ngoài: 200.000.000 USD. Lãi suất 3%/năm. Thời gian vay: 15 năm.

b) Vốn ngắn hạn đi vay: lãi suất 0,85%/tháng

c) Thuế suất VAT: 10%

d) Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp: 25%/năm

e) Khấu hao tuyến tính đều trong 20 năm

f) Phương thức vay trả:

Trả tiền gốc không đổi hàng năm

Trả tiền lãi theo số gốc còn lại

Trước khi lập bảng tính hiệu quả dự án, lập dòng tiền dự án, cần phải lập các bảng tính trung gian. Các bảng tính trung gian này thuyết minh rõ hơn các giả định được áp dụng và là các thông số tổng hợp đầu vào cho bảng tính hiệu quả dự án, bảng dòng tiền tệ của dự án và bảng cân đối kế hoạch trả nợ sau này. Tùy theo mức độ phức tạp, đặc điểm của từng dự án mà có số lượng, nội dung các bảng tính trung gian khác nhau. Đối với một dự án đầu tư sản xuất thì có các bảng cơ bản sau:

- 1) Bảng tính sản lượng và doanh thu (Bảng PL-16)
- 2) Bảng tính chi phí hoạt động (Bảng PL-17)
- a) Bảng tính chi phí nguyên vật liệu (Bảng PL-17.1)
- b) Bảng tính chi phí quản lí, bán hàng (Bảng PL-17.2)
- c) Bảng tính thuế VAT đầu vào

3) Bảng tính khấu hao (Bảng PL-18)

4) Bảng tính lãi vay vốn: (Bảng PL-12)

a) Bảng tính lãi vay vốn trung, dài hạn: Bảng PL-12.1

- Vay trong kì: nhu cầu vay đầu tư bổ sung của dự án.

- Trả nợ gốc trong kì: dựa vào lịch trả nợ dự kiến (phụ thuộc vào cách chọn trả nợ gốc và lãi).

b) Bảng tính lãi vay vốn ngắn hạn: Bảng PL-12.2

Bảng tính lãi vay vốn ngắn hạn căn cứ vào Báo cáo lưu chuyển tiền tệ và nhu cầu vốn lưu động dự kiến ban đầu và phát sinh hàng năm để tính toán. Thực chất đây là bước hiệu chỉnh lại hiệu quả dự án theo tình hình tiền mặt thiếu hụt tạm thời cần phải vay vốn lưu động.

$$\text{Dự nợ đầu kì} = \frac{\text{Chi phí vận hành trong năm đã khấu trừ VAT}}{\text{Vòng quay vốn lưu động}}$$

$$\text{Lãi vay trong hạn} = (\text{Dự nợ đầu kì}) \times (\text{lãi suất ngắn hạn})$$

5) Bảng tính nhu cầu vốn lưu động: (Bảng PL-13)

6) Báo cáo kết quả kinh doanh: (Bảng PL-14)

Trong bảng này ta sử dụng phần mềm EXCEL để tính NPV và IRR

* Công thức tính NPV:

$$\text{NPV}(\text{rate}, \text{value1}, \text{value2}, \dots)$$

Value1, value2, ...: là giá trị các dòng tiền ròng trong từng năm của dự án;

Rate: là tỷ lệ lãi suất chiết khấu.

* Công thức tính IRR:

$$\text{IRR}(\text{value}, \text{guess})$$

Value: các ô tham chiếu chứa các giá trị dòng tiền ròng từng năm của dự án;

Guess: là số dự đoán gần đúng với giá trị IRR. Thông thường phần mềm EXCEL lấy giá trị guess = 0,1 (10%).

7) Bảng cân đối trả nợ: (Bảng PL-15)

Ta có kết quả phân tích tài chính:

1. Giá trị hiện tại của lãi:

$$\text{NPV} = 58.046.606 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-14})$$

2. Suất thu lợi nội tại:

$$\text{IRR} = 13,06\% \quad (\text{Bảng PL-14})$$

3. Tỷ số lợi ích/ chi phí:

Giá trị hiện tại của doanh thu sau thuế VAT:

$$\begin{aligned} \text{PVB} &= \sum_{i=0}^{20} B_i (1 + 0,1)^{-i} \\ &= 827,518.10^6 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-14}) \end{aligned}$$

Giá trị hiện tại của chi phí sau thuế VAT:

$$\begin{aligned} \text{PVC} &= \sum_{i=0}^{20} C_i (1 + 0,1)^{-i} \\ &= 710,541.10^6 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-14}) \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \text{B/C} = \frac{827,518.10^6}{710,541.10^6} = 1,165$$

4. Thời gian thu hồi vốn đầu tư:

$$\text{Với } t_1 = 12 \text{ năm: NPV1} = -5.929.557 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-14})$$

$$t_2 = 13 \text{ năm: NPV2} = 5.025.885 \text{ USD} \quad (\text{Bảng PL-14})$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow T &= 12 + (13 - 12) \frac{|\text{NPV1}|}{|\text{NPV1}| + \text{NPV2}} \\ &= 12 + 1 \cdot \frac{5.929.557}{5.929.557 + 5.025.885} = 12,54 \text{ năm} \end{aligned}$$

$$\Rightarrow T = 12 \text{ năm } 7 \text{ tháng}$$

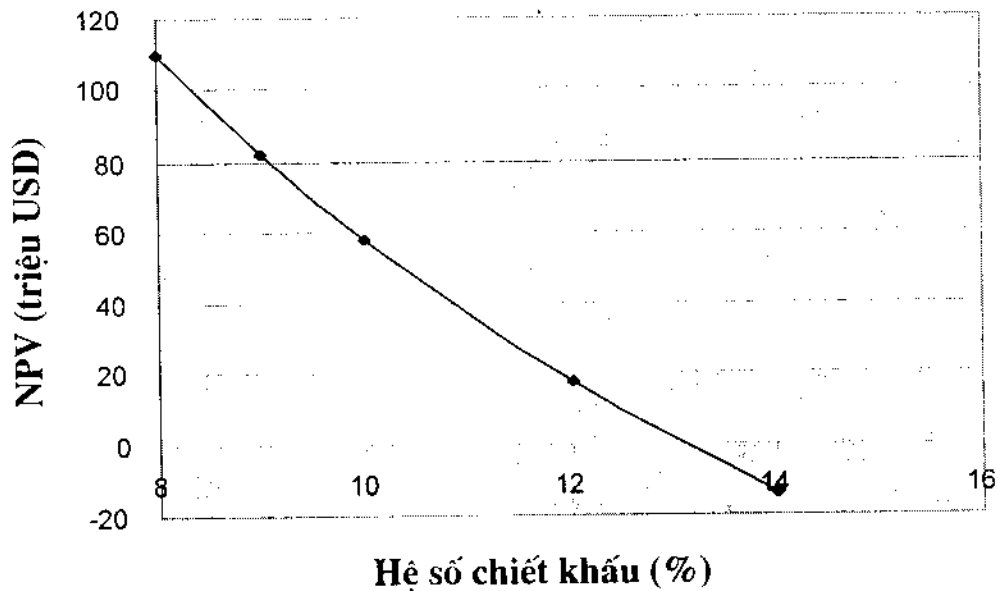
So sánh các chỉ tiêu khi phân tích tài chính với phân tích kinh tế.

Chỉ tiêu	Phân tích kinh tế	Phân tích tài chính
NPV (USD)	163,3081.10 ⁶	58,0461.10 ⁶
IRR (%)	17,04	13,06
B/C	1,216	1,165
T (năm)	8,46	12,54

Như vậy khi phân tích tài chính ta có thể kết luận dự án xây dựng nhà máy điện là chấp nhận được.

8.3.6.5. Phân tích độ nhạy

1) Thay đổi hệ số chiết khấu



Hình 8.11. Quan hệ NPV(r).

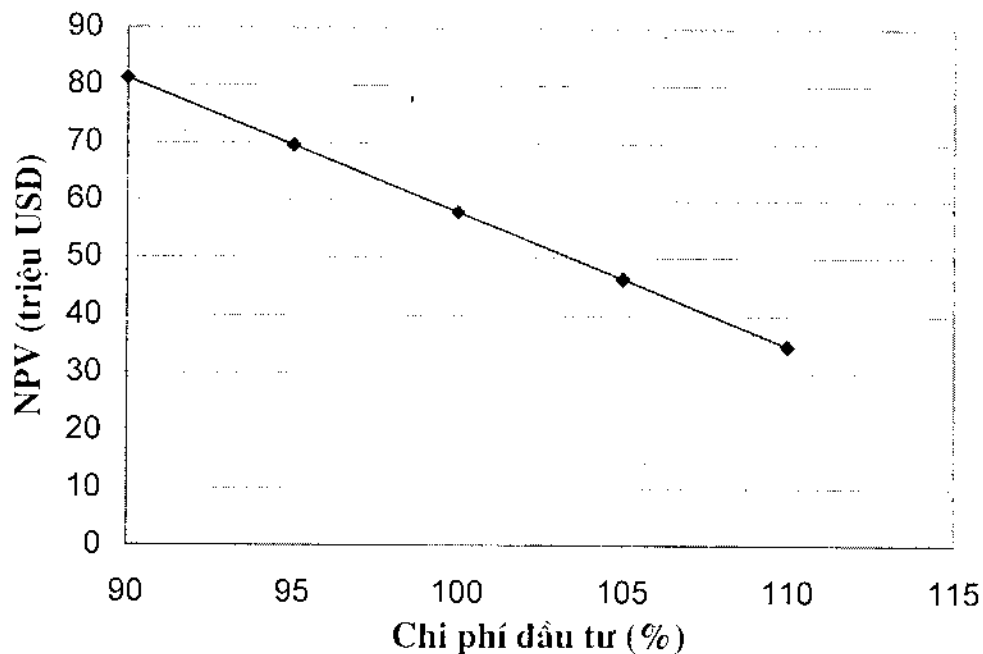
Thay đổi hệ số chiết khấu r từ 8% đến 14% ta có bảng kết quả sau:

Hệ số chiết khấu (%)	8	9	10	12	14
NPV (10 ⁶ USD)	109,919	82,316	58,047	17,739	-13,890

Khi ta tăng hệ số chiết khấu r thì sẽ giảm hệ số hiện tại hoá $(1/(1+r)^t)$ mà giá trị lãi lại không thay đổi (do doanh thu và chi phí không thay đổi) nên giá trị hiện tại của lãi sẽ giảm đi tức là NPV sẽ giảm. Tương tự khi giảm r thì NPV sẽ tăng (xem hình 8.11).

2) Thay đổi vốn đầu tư

Khi ta thay đổi vốn đầu tư sẽ làm cho các bảng tính trung gian thay đổi do đó nó làm thay đổi số liệu đầu vào của bảng kết quả kinh doanh.



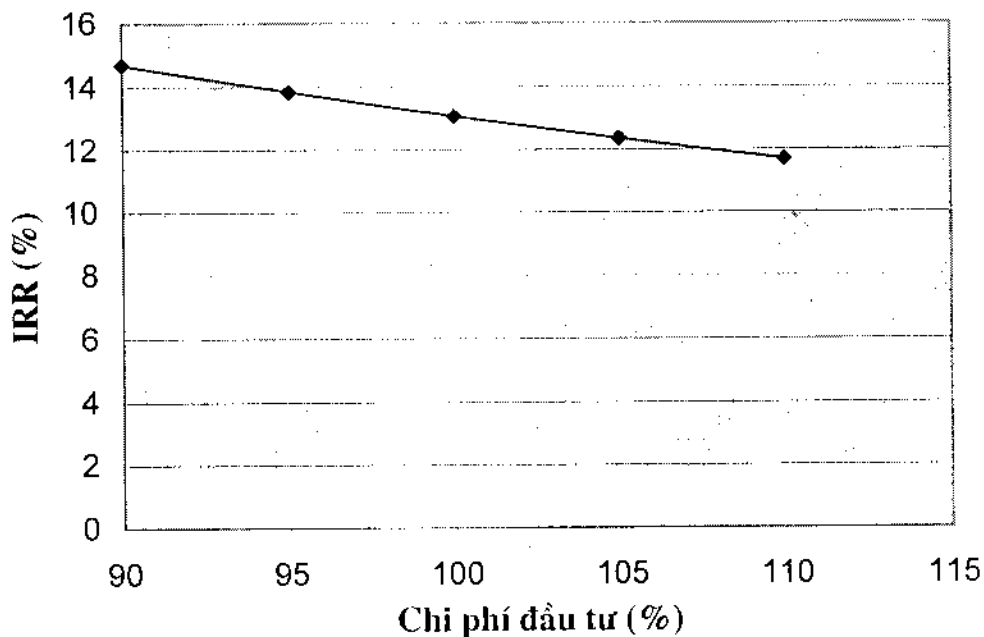
Hình 8.12. Quan hệ NPV(K).

Khi thay đổi vốn đầu tư từ giảm 10% đến tăng 10% ta có bảng kết quả sau:

Vốn đầu tư (%)	90	95	100	105	110
NPV (10 ⁶ USD)	81,307	69,677	58,047	46,417	34,787
IRR (%)	14,69	13,84	13,06	12,35	11,69

Khi vốn đầu tư tăng sẽ làm cho chi phí tăng lên trong khi đó doanh thu thu được do bán điện lại không thay đổi cho nên lợi nhuận của dự án sẽ bị giảm xuống làm cho NPV giảm. Ngược lại khi vốn đầu tư giảm thì NPV lại tăng (xem hình 8.12).

Theo công thức tính IRR thì IRR tỉ lệ thuận với lợi nhuận do đó quan hệ IRR theo vốn đầu tư là tỉ lệ nghịch (xem hình 8.13).

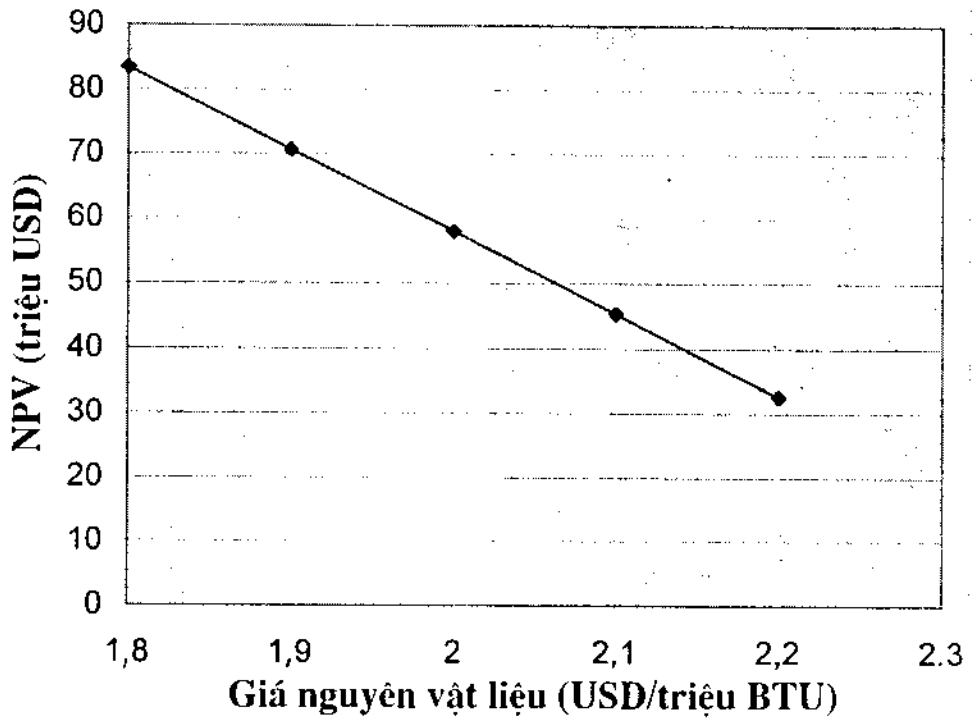


Hình 8.13. Quan hệ IRR(K).

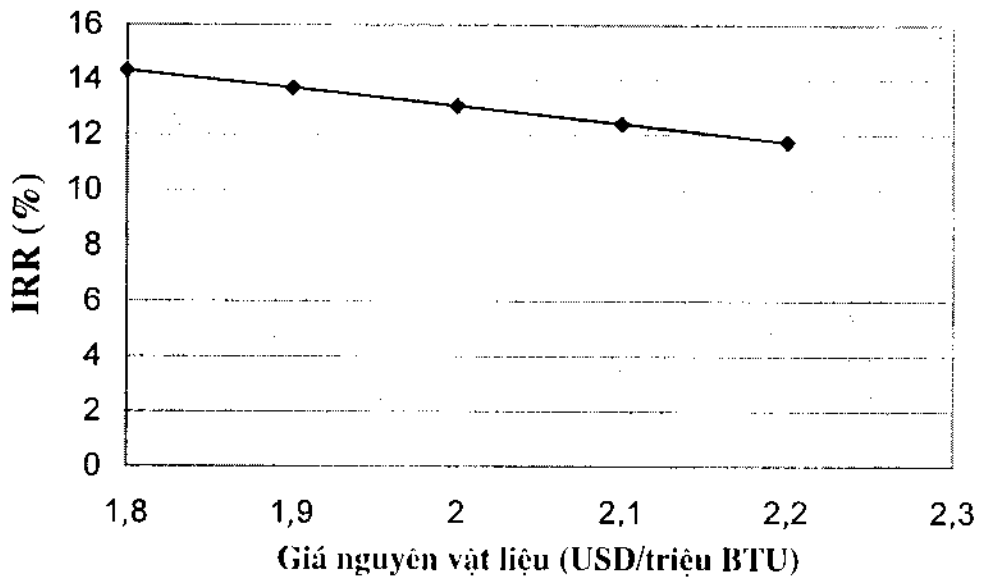
3) Thay đổi giá nguyên, vật liệu

Khi ta thay đổi giá nguyên vật liệu sẽ làm cho các bảng tính trung gian thay đổi do đó nó làm thay đổi số liệu đầu vào của bảng kết quả kinh doanh ta có bảng kết quả sau:

Giá nguyên vật liệu (USD/triệu BTU)	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
NPV (10 ⁶ USD)	83,412	70,729	58,047	45,364	32,681
IRR (%)	14,34	13,71	13,06	12,41	11,75



Hình 8.14. Quan hệ $NPV(C_{NVI})$.



Hình 8.15. Quan hệ $IRR(C_{NVI})$.

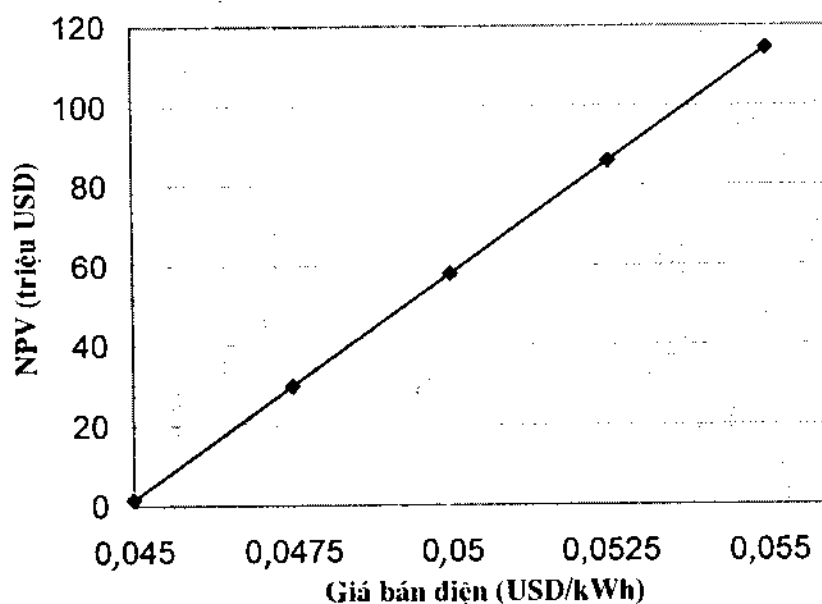
Khi giá nguyên vật liệu tăng thì chi phí vận hành tăng nên chi phí dự án lên tăng mà doanh thu từ bán điện lại không thay đổi do đó giá trị lợi nhuận giảm nên NPV giảm (xem hình 8.14). Theo công thức tính IRR thì IRR tỉ lệ thuận với lợi nhuận do đó quan hệ IRR theo giá nguyên vật liệu là tỉ lệ nghịch (xem hình 8.15).

4) Thay đổi giá điện

Khi ta thay đổi giá điện sẽ làm cho các bảng tính trung gian thay đổi do đó nó làm thay đổi số liệu đầu vào của bảng kết quả kinh doanh ta có bảng kết quả sau:

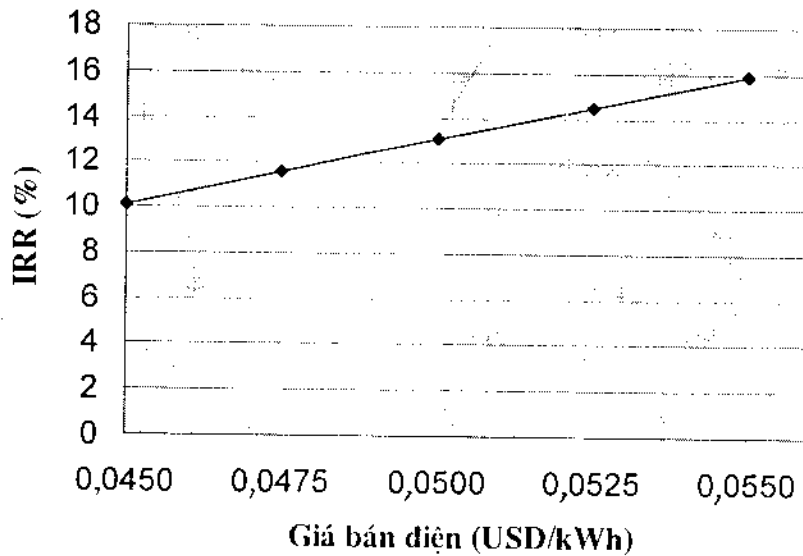
Giá điện (USD/kWh)	0,045	0,0475	0,05	0,0525	0,055
NPV (10 ⁶ USD)	1,625	29,836	58,047	86,257	114,468
IRR (%)	10,09	11,6	13,06	14,48	15,87

Khi ta tăng giá bán điện sẽ làm tăng doanh thu trong khi đó chi phí của dự án lại không thay đổi nên lợi nhuận tăng do đó NPV tăng. Tương tự khi giảm giá bán điện thì NPV sẽ giảm (xem hình 8.16).



Hình 8.16. Quan hệ NPV(C).

Theo công thức tính IRR thì IRR tỉ lệ thuận với lợi nhuận do đó quan hệ IRR theo giá bán điện là tỉ lệ thuận (xem hình 8.17).



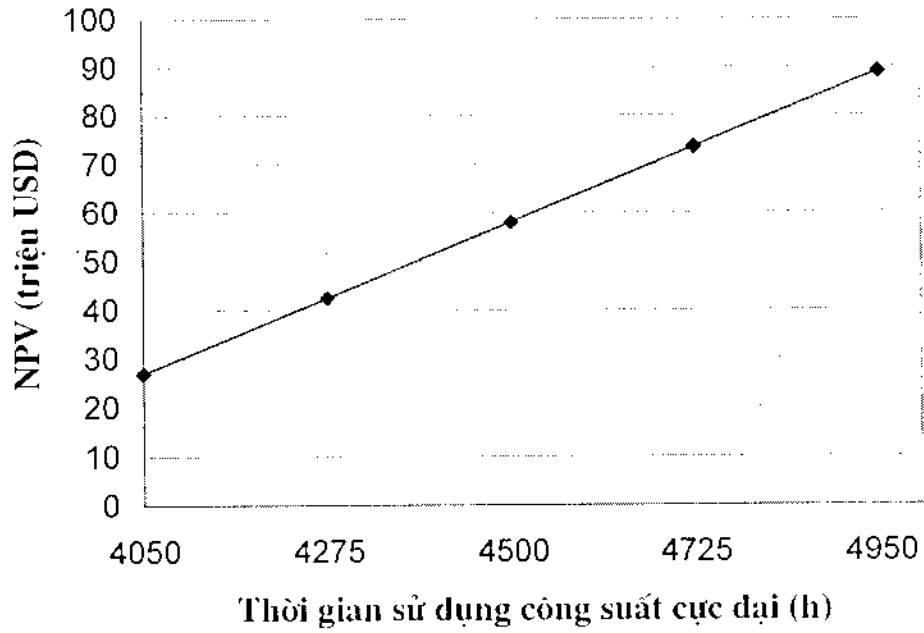
Hình 8.17. Quan hệ IRR(C).

5) Thay đổi thời gian sử dụng công suất cực đại

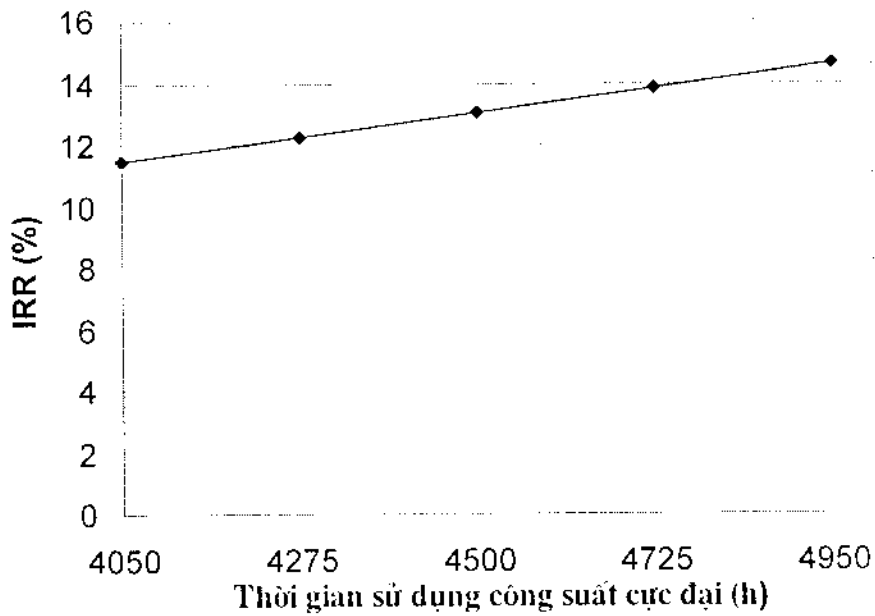
Khi ta thay đổi thời gian sử dụng công suất cực đại sẽ làm cho các bảng tính trung gian thay đổi do đó nó làm thay đổi số liệu đầu vào của bảng kết quả kinh doanh ta có bảng kết quả sau:

Thời gian sử dụng công suất cực đại (h)	4050	4275	4500	4725	4950
NPV (10 ⁶ USD)	26,991	42,518	58,047	73,575	89,103
IRR (%)	11,45	12,26	13,06	13,85	14,63

Khi ta tăng thời gian sử dụng công suất sẽ tăng doanh thu đồng thời cũng làm tăng chi phí vận hành tuy nhiên giá trị doanh thu lại tăng nhiều hơn so với chi phí vận hành do đó giá trị lợi nhuận tăng lên, NPV tăng. Tương tự khi giảm thời gian sử dụng sẽ giảm NPV (xem hình 8.18).



Hình 8.18. Quan hệ $NPV(T_{MAX})$.



Hình 8.19. Quan hệ $IRR(T_{MAX})$.

Theo công thức tính IRR thì IRR tỉ lệ thuận với lợi nhuận do đó quan hệ IRR theo thời gian sử dụng công suất cực đại là tỉ lệ nghịch (xem hình 8.19).

NIHẬN XÉT:

Mỗi một khi thay đổi các yếu tố đầu vào dù nhiều hay ít thì cũng làm thay đổi NPV và IRR. Quan hệ phụ thuộc NPV, IRR vào các yếu tố đầu vào hầu như là tuyến tính. Tùy theo từng yếu tố đầu vào thay đổi mà các yếu tố đầu ra có mức độ thay đổi khác nhau.

Trong các yếu tố ta đã xét thì khi *thay đổi giá bán điện và hệ số chiết khấu* sẽ làm thay đổi NPV và IRR nhiều nhất.

PHỤ LỤC

Bảng PL-1. Phân bố Student

Số bậc tự do f	Mức ý nghĩa α						
	0.20	0.10	0.05	0.02	0.01	0.005	0.001
1	3.08	6.31	12.71	31.82	63.66	127.32	636.62
2	1.98	2.92	4.30	6.97	9.93	14.09	31.60
3	1.64	2.35	3.18	4.54	5.84	7.45	12.94
4	1.53	2.13	2.78	3.75	4.60	5.60	8.61
5	1.48	2.02	2.57	3.37	4.03	4.77	6.86
6	1.44	1.94	2.45	3.14	3.71	4.32	5.96
7	1.42	1.90	2.37	3.00	3.50	4.03	5.41
8	1.40	1.86	2.31	2.90	3.36	3.83	5.01
9	1.38	1.83	2.26	2.82	3.25	3.69	4.78
10	1.37	1.81	2.23	2.76	3.17	3.58	4.59
11	1.36	1.80	2.20	2.72	3.11	3.50	4.44
12	1.36	1.78	2.18	2.68	3.06	3.43	4.32
13	1.35	1.77	2.16	2.65	3.01	3.37	4.22
14	1.34	1.76	2.15	2.62	2.98	3.33	4.14
15	1.34	1.75	2.13	2.60	2.95	3.29	4.07
16	1.34	1.75	2.12	2.58	2.92	3.25	4.02
17	1.33	1.74	2.11	2.57	2.90	3.22	3.97
18	1.33	1.73	2.10	2.55	2.88	3.22	3.97
19	1.33	1.73	2.09	2.54	2.86	3.17	3.88
20	1.33	1.73	2.09	2.53	2.85	3.15	3.85
21	1.32	1.72	2.08	2.52	2.83	3.14	3.82
22	1.32	1.72	2.07	2.51	2.82	3.12	3.79
23	1.32	1.71	2.07	2.50	2.81	3.10	3.77
24	1.32	1.71	2.06	2.49	2.80	3.09	3.75
25	1.32	1.71	2.06	2.48	2.79	3.08	3.73
26	1.32	1.71	2.06	2.48	2.78	3.07	3.71
27	1.31	1.70	2.05	2.47	2.77	3.06	3.69
28	1.31	1.70	2.05	2.47	2.76	3.05	3.67
29	1.31	1.70	2.04	2.46	2.76	3.04	3.66

Bảng PL-2. Sản lượng năng lượng sơ cấp trên toàn thế giới từ 1970 đến 2001 (10^5 BTU)

Năm	Than	Khí thiên nhiên	Dầu thô	Khí TN hoá lỏng	Điện nguyên tử	Thủy điện	Địa nhiệt và các loại khác	Tổng số
1970	62.96	37.09	97.09	3.61	0.90	12.15	1.59	215.39
1971	61.72	39.80	102.70	3.85	1.23	12.74	1.61	223.64
1972	63.65	42.08	108.52	4.09	1.66	13.31	1.68	234.99
1973	63.87	44.44	117.88	4.23	2.15	13.52	1.73	247.83
1974	63.79	45.35	117.82	4.22	2.86	14.84	1.76	250.64
1975	66.20	45.67	113.08	4.12	3.85	15.03	1.74	249.69
1976	67.32	47.62	122.92	4.24	4.52	15.08	1.97	263.67
1977	68.46	48.85	127.75	4.40	5.41	15.56	2.11	272.54
1978	69.56	50.26	128.51	4.55	6.42	16.80	2.32	278.41
1979	73.83	53.93	133.87	4.87	6.69	17.69	2.48	293.36
1980	72.72	54.73	128.12	5.10	7.58	18.06	2.95	289.26
1981	73.04	55.56	120.16	5.36	8.53	18.35	3.09	284.09
1982	75.64	55.49	114.51	5.34	9.51	18.82	3.24	282.55
1983	75.70	56.12	113.97	5.34	10.72	19.72	3.51	285.09
1984	80.21	61.78	116.86	5.71	13.00	20.34	3.64	301.54
1985	84.09	64.22	115.40	5.82	15.30	20.56	3.67	309.05
1986	86.33	65.32	120.24	6.12	16.25	21.03	3.73	319.03
1987	88.34	68.48	121.16	6.32	17.64	21.10	3.79	326.84
1988	90.26	71.80	125.93	6.63	19.23	21.89	3.94	339.69
1989	91.78	74.24	127.98	6.67	19.74	21.74	4.29	346.44
1990	93.17	75.87	129.50	6.85	20.31	22.56	3.95	352.22
1991	88.47	76.69	128.77	7.13	21.13	22.97	4.04	349.21
1992	89.25	76.90	129.13	7.38	21.23	22.91	4.33	351.13
1993	86.60	78.41	128.86	7.68	21.96	24.28	4.36	352.14
1994	88.23	79.18	130.46	7.85	22.36	24.39	4.56	357.02
1995	90.59	80.24	133.32	8.16	23.21	25.61	4.77	365.91
1996	91.14	83.94	136.64	8.31	24.05	26.07	4.89	375.04
1997	94.03	83.89	140.52	8.51	23.82	26.59	4.94	382.30
1998	92.36	85.58	143.15	8.75	24.34	26.63	4.85	385.65
1999	91.23	87.51	140.79	8.89	25.08	26.92	5.08	385.50
2000	91.17	91.02	146.50	9.36	25.51	27.25	5.29	396.11
2001	95.63	93.92	145.48	9.86	26.45	26.68	5.22	403.24

Nguồn: DOE/EIA

Email: patricia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-3. Sản lượng điện của thủy điện trên thế giới 1992-2001 (10⁹ kWh/năm)

Vùng/nước	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bắc Mỹ	588,0	622,8	603,0	667,4	727,6	725,8	671,8	688,0	657,6	564,8
Trung và Nam Mỹ	394,8	426,6	444,6	461,9	483,3	505,0	515,1	515,8	545,0	513,4
Tây Âu	483,0	497,3	500,8	505,9	491,1	505,7	523,4	530,6	557,5	554,1
Đông Âu và LX cũ	255,3	267,9	273,6	272,2	249,6	252,0	259,5	261,2	253,5	271,5
Trung Đông	18,0	17,7	15,5	15,4	15,6	15,7	16,3	14,5	13,8	14,3
Châu Phi	55,2	54,8	55,7	56,3	60,4	63,4	60,2	69,6	69,8	73,1
Châu Á và Châu Úc	410,3	450,2	454,0	486,2	481,4	495,5	520,3	513,8	528,7	579,8
Tổng toàn thế giới	2.204,7	2.337,4	2.347,3	2.465,3	2.509,1	2.563,1	2.566,5	2.593,5	2.625,8	2.571,1

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-4. Sản lượng điện từ các nhà máy điện nguyên tử trên thế giới (10⁹ kWh/năm)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bắc Mỹ	699,1	705,1	746,9	774,4	770,3	716,4	750,2	807,6	830,4	850,0
Trung và Nam Mỹ	8,4	7,7	7,9	9,5	9,2	10,5	10,3	10,5	10,9	20,8
Tây Âu	744,1	776,6	775,4	793,0	830,3	839,9	841,0	850,2	849,4	875,4
Đông Âu và LX cũ	245,6	247,3	217,7	224,3	249,8	250,3	240,9	248,6	265,7	277,3
Châu Phi	9,3	7,3	9,7	11,3	11,8	12,6	13,6	12,8	13,0	10,7
Châu Á và Châu Úc	305,3	333,8	363,6	393,6	415,0	436,4	460,8	461,2	464,7	486,5
Tổng cộng toàn thế giới	2.011,8	2.077,7	2.121,3	2.206,0	2.286,5	2.266,1	2.316,9	2.391,0	2.434,2	2.520,7

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL- 5. Sản lượng điện từ địa nhiệt, mặt trời, gió, gỗ và sóng biển trên thế giới (10⁹ kWh/năm)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bắc Mỹ	87.1	89.8	90.9	88.7	90,3	91,9	92,6	96,6	99,0	97,7
Trung và Nam Mỹ	10,2	10,0	10,8	11,3	12,9	14,1	14,3	16,6	17,4	20,6
Tây Âu	28,2	33,1	35,9	40,3	39,4	47,8	56,4	61,9	74,8	82,4
Đông Âu và Liên Xô cũ	2,2	2,4	2,3	2,3	2,3	2,6	2,8	3,5	3,9	4,5
Trung Á	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Châu Phi	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5
Châu Á và Châu Úc	28,2	28,2	31,0	36,3	37,5	42,5	37,6	40,9	43,1	45,4
Tổng số toàn thế giới	156,3	163,7	171,2	179,3	182,8	199,1	204,1	219,9	238,7	251,1

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-6. Sản lượng điện từ các nhà máy nhiệt điện trên thế giới từ 1992 đến 2001(10⁹ kWh/năm)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bắc Mỹ	2.339,8	2.427,8	2.486,8	2.512,2	2.568,7	2.681,9	2.823,7	2.848,0	2.997,1	2.972,8
Trung và Nam Mỹ	122,7	124,4	124,2	145,1	156,8	167,7	184,7	200,5	204,1	219,5
Tây Âu	1.149,8	1.106,5	1.142,7	1.184,4	1.235,3	1.241,4	1.293,7	1.316,9	1.365,4	1.383,6
Đông Âu và Liên Xô cũ	1.307,6	1.205,6	1.075,4	1.074,5	1.057,4	1.026,2	1.009,5	1.005,2	1.043,7	1.046,4
Trung Đông	237,3	261,3	289,5	310,1	328,6	351,0	378,6	402,2	425,3	448,4
Châu Phi	250,9	265,6	274,7	283,6	293,0	307,9	311,0	317,0	333,7	341,4
Châu Á và Châu Úc	1.870,6	1.956,1	2.156,0	2.275,0	2.405,2	2.550,6	2.597,5	2.777,0	2.949,2	3.096,0
Tổng số	7.278,7	7.347,2	7.549,4	7.784,9	8.045,2	8.326,7	8.598,6	8.866,8	9.318,4	9.508,1

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-7. Sản lượng điện từ các nhà máy điện trên thế giới từ 1992 đến 2001(10⁹ kWh/năm)

Loại nhà máy	Nhiệt điện	Thủy điện	Điện nguyên tử	Địa nhiệt và loại khác	Tổng
Bắc Mỹ	2.997,1	657,6	830,4	99,0	4.584,0
Trung và Nam Mỹ	204,1	545,0	10,9	17,4	777,4
Tây Âu	1.365,4	557,5	849,4	74,8	2.847,1
Đông Âu và LX cũ	1.043,7	253,5	265,7	3,9	1.566,9
Trung Đông	425,3	13,8	0,0	0,0	439,1
Châu Phi	333,7	69,8	13,0	0,4	416,9
Châu Á và Châu Úc	2.949,2	528,7	464,7	43,1	3.985,7
Tổng số toàn thế giới	9.318,4	2.625,8	2.434,2	238,7	14.617,0

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-8. Tổng điện năng tiêu thụ trên toàn thế giới từ 1992 đến 2001(10⁹ kWh/năm)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bắc Mỹ										
Canada	445,8	455,1	458,1	467,4	478,2	482,4	479,1	492,7	509,9	504,4
Méhicô	114,1	119,2	128,9	133,7	143,7	156,0	161,3	170,8	182,4	186,7
Hoa Kỳ	2.885,6	2.989,0	3.068,7	3.157,3	3.247,0	3.294,0	3.425,1	3.494,6	3.604,8	3.602,1
Nước khác	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9
Tổng số	3.446,2	3.564,0	3.656,4	3.759,1	3.869,6	3.933,2	4.066,2	4.158,9	4.297,9	4.294,0
Trung và Nam Mỹ										
Achentina	57,8	62,8	57,0	62,5	65,4	69,6	74,1	77,0	81,5	92,1
Bôlivia	2,2	2,3	2,6	2,8	2,9	2,9	3,3	3,5	3,6	3,6
Braxil	246,3	259,4	271,7	288,2	307,2	322,7	334,3	344,0	358,7	335,9
Chilê	18,9	19,8	21,2	25,4	27,8	30,0	31,8	34,3	38,2	40,1
Côlômbia	30,8	35,1	38,2	39,9	40,8	41,9	41,6	40,2	40,0	39,8
Côxta Rica	3,8	4,1	4,7	4,3	4,5	5,1	4,8	5,4	5,7	6,1
Cuba	10,1	9,6	10,5	10,9	11,6	12,4	12,4	12,7	13,2	13,4
Cộng hoà Đôminica	3,7	4,8	4,5	4,8	5,8	6,4	6,8	8,0	8,4	8,5
Êcuado	6,5	6,8	7,5	7,6	8,5	9,4	9,9	9,4	9,6	10,0
EnXanvado	1,9	2,3	2,7	3,0	3,1	3,3	3,5	3,7	4,2	3,8
Goarêmala	2,7	2,8	3,0	3,1	3,3	3,6	3,9	4,4	4,7	5,6
Hôndura	2,2	2,3	2,0	2,1	2,8	3,0	3,1	3,0	3,6	3,8

Bảng PL-8 (tiếp theo)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Hamaica	3,5	3,3	4,2	5,1	5,3	5,5	5,7	5,8	5,8	5,8
Nicaragoa	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	1,9	2,0	2,1	2,4
Panama	2,8	3,0	3,1	3,4	3,9	3,9	4,2	4,1	4,4	3,7
Pêru	11,9	13,5	13,5	16,2	15,7	16,3	16,9	17,3	18,2	19,1
Puerto Rico	14,4	15,0	15,7	16,2	16,6	17,4	17,9	18,7	19,1	19,4
Suiname	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
Tinidad và Tobagô	3,5	3,3	3,6	3,8	4,0	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9
Urugoay	4,8	5,1	5,4	5,8	6,0	6,4	7,1	6,9	6,5	6,2
Vênêzuêla	60,8	62,5	64,3	66,5	68,4	70,9	73,4	73,3	77,4	81,5
quần đảo Vigin (USA)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
Nước khác	6,3	7,0	7,2	7,9	8,0	8,8	9,8	10,2	10,5	11,4
Tổng số	498,6	528,9	546,4	583,7	615,9	648,5	673,6	691,4	722,8	719,9
Tây Âu										
Áo	46,6	45,8	46,4	47,5	49,3	49,5	50,6	51,8	53,3	54,8
Bỉ	63,0	63,9	66,9	68,8	70,3	71,9	73,7	74,2	77,1	78,2
Đan Mạch	30,6	30,9	30,3	31,3	31,5	31,5	31,7	31,7	32,4	32,4
Phân Lan	59,8	61,8	64,7	63,7	65,1	68,2	71,6	72,7	74,0	76,2
Pháp	353,3	354,5	357,5	364,8	382,1	376,3	392,2	398,4	405,9	415,3
Đức	463,4	460,1	463,5	472,9	478,7	479,2	484,7	484,3	501,7	506,8
Hy Lạp	33,2	34,3	35,8	37,1	38,6	40,3	42,2	43,6	46,9	48,8
Băng Đảo	4,2	4,3	4,4	4,6	4,7	5,1	5,8	6,6	7,0	7,3
Ái Len	13,8	14,2	14,8	15,4	16,4	17,2	18,4	19,3	20,8	21,6
Italia	232,8	233,5	239,7	246,8	248,7	256,3	264,4	270,8	282,5	289,1
Luyxam-bua	4,5	4,6	5,0	5,4	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,1
Netherlands	76,3	77,7	80,3	82,3	85,0	88,5	91,6	94,3	97,4	99,4
Nauy	99,1	102,4	103,1	105,7	105,1	105,8	110,5	110,7	112,0	115,3
Bồ Đào Nha	27,5	27,7	28,8	30,3	31,9	33,4	34,9	37,0	39,4	41,5
Tây Ban Nha	139,0	138,8	144,3	150,9	155,1	164,6	174,7	187,7	200,0	210,4
Thụy Điển	129,5	130,4	128,5	131,8	131,3	132,0	131,9	129,3	136,1	134,9
Thụy Sĩ	47,9	47,5	47,6	49,1	49,3	48,8	49,8	51,0	51,2	53,4
Thổ Nhĩ Kỳ	60,0	65,7	69,4	76,4	84,7	94,4	102,0	105,5	114,0	112,6

Bảng PL-8 (tiếp theo)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Bôsnia và Herôgôvina	6,0	3,6	4,1	4,2	6,9	8,1	8,9	9,7	8,6	8,1
Crôaschia	10,9	10,7	11,1	11,5	12,1	12,7	13,8	12,7	14,4	14,3
Maxêdoan	5,6	5,2	5,3	5,4	5,8	5,9	6,2	6,0	6,1	6,1
Slôvenia	8,9	8,8	9,5	9,4	9,5	9,8	10,4	10,3	10,7	13,8
Nam Tư	33,6	29,7	30,7	33,0	33,7	35,8	33,6	31,6	32,4	32,4
Nước khác	1,6	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	2,0	1,9	1,9
Tổng số	2.244,3	2.253,0	2.290,5	2.352,2	2.421,6	2.460,0	2.540,9	2.583,0	2.673,5	2.726,8
Đông Âu và Liên Xô (cũ)										
Anbani	2,6	3,1	3,6	4,1	5,5	5,4	5,1	5,4	5,4	5,9
Bungari	33,9	33,6	33,5	36,7	37,7	33,8	33,1	31,8	31,7	32,5
Tiếp Khác cũ	70,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cộng hoà Séc	0,0	49,6	51,2	54,0	56,1	55,8	54,8	53,7	54,6	55,6
Slôvackia	0,0	23,9	24,3	24,8	26,5	26,0	25,7	24,6	21,9	24,4
Hungari	31,2	31,4	31,5	32,3	33,0	33,2	33,5	33,8	34,5	35,1
Ba Lan	112,3	115,1	116,2	119,3	122,6	123,4	120,2	118,0	119,4	118,8
Rumani	52,1	51,0	49,6	52,9	54,8	51,0	48,0	44,4	45,5	46,1
Acmênia	8,3	5,7	5,1	4,7	5,4	5,3	5,4	5,6	5,3	5,8
Agiccbaidan	16,7	16,9	15,7	15,4	15,2	15,8	16,1	16,7	17,0	16,6
Belarus	39,3	35,2	31,4	29,4	28,9	30,6	28,1	30,3	30,2	26,7
Extôni	7,1	6,6	6,9	6,8	7,1	7,1	7,1	6,6	6,6	6,2
Georgia	11,3	9,9	7,1	7,0	6,7	6,7	7,3	7,4	7,0	7,6
Kazacstan	86,2	83,4	64,9	64,3	57,2	49,5	47,2	44,8	48,5	48,4
Kyrgyzstan	8,8	9,3	9,4	12,6	10,6	9,9	10,0	10,0	10,9	10,5
Latvia	7,5	6,1	5,9	5,9	6,0	5,9	5,8	5,5	5,6	6,0
Lituania	11,2	10,3	9,8	10,1	8,5	9,1	9,6	9,7	9,3	8,7
Mônđôva	9,8	6,9	7,8	7,2	6,9	6,6	6,2	5,3	4,9	3,2
Nga	881,5	832,2	732,9	740,5	730,5	720,6	714,6	730,8	762,8	773,0
Tadikistan	16,3	15,1	14,8	14,3	14,1	13,9	13,9	14,2	14,5	14,5
Tuôcmê-nistan	8,6	7,9	6,6	6,5	6,0	6,6	5,2	6,3	7,6	8,5
Ukraine	216,7	200,6	178,1	168,8	159,5	156,7	151,2	147,2	145,1	152,4
Uzbekeistan	44,2	40,4	43,7	40,5	44,0	41,5	41,6	41,9	43,0	47,1
Tổng số	1.676,4	1.594,1	1.450,0	1.457,9	1.442,8	1.414,3	1.389,8	1.394,0	1.431,4	1.453,7

Bảng PL-8 (tiếp theo)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Trung Đông										
Baren	3,4	3,7	4,0	4,0	4,4	4,4	5,0	5,2	5,5	5,8
Síp	2,1	2,3	2,3	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7	2,9	3,2
Iran	60,4	66,9	72,0	74,6	79,8	85,8	90,8	98,7	106,3	115,9
Irắc	22,1	23,0	24,5	25,4	25,5	25,9	26,6	26,0	29,5	33,5
Ixraen	21,2	22,4	24,4	25,7	27,4	29,6	32,1	33,0	36,1	37,8
Gioocdani	4,0	4,3	4,6	5,5	5,6	5,9	6,3	6,8	6,5	6,9
Kô-oet	14,7	17,6	19,9	20,7	22,3	23,4	26,2	27,6	28,4	29,3
Libăng	3,3	4,2	4,7	5,1	6,8	8,1	8,0	8,4	8,1	7,4
Ôman	4,5	5,1	5,4	5,6	5,9	6,4	7,2	7,4	8,0	8,6
Cata	4,5	4,8	5,1	5,2	5,7	6,0	7,1	7,8	8,2	8,6
Arập Xêut	68,8	76,4	84,6	91,0	94,0	100,0	106,6	110,7	112,2	113,8
Xiri	11,4	11,4	13,7	13,7	15,1	16,0	17,4	18,2	20,2	21,6
Tiểu VQ Ârập TN	15,3	15,4	16,5	21,8	23,2	24,9	29,2	32,5	33,8	35,1
Yêmen	1,7	1,8	1,9	2,1	2,0	2,2	2,2	2,4	2,6	2,8
Tổng số	237,5	259,5	283,7	302,7	320,2	341,0	367,2	387,5	408,4	430,3
Châu Phi										
Angiêri	15,1	15,8	16,3	16,5	17,6	18,4	19,9	21,3	21,8	22,9
Angôla	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,3
Camorun	2,5	2,5	2,5	2,6	2,7	2,9	2,9	3,2	3,3	3,4
Công gô	5,4	4,1	4,1	4,9	5,2	5,2	4,7	4,9	3,1	3,8
Côtdivoa	1,5	2,0	2,0	2,7	2,9	3,1	3,0	3,1	2,7	3,0
Ai Cập	40,5	44,4	46,6	48,4	48,1	51,6	55,6	60,6	66,6	70,0
Gana	5,4	5,4	5,3	5,3	5,7	6,0	4,7	5,4	6,8	8,8
Kênia	3,1	3,4	3,5	3,8	3,9	4,1	4,2	4,0	3,7	4,0
Libi	14,8	14,9	15,6	15,7	16,0	16,6	17,0	17,5	18,1	18,8
Maróc	9,5	10,0	10,8	11,5	11,7	12,4	13,2	13,2	14,3	14,6
Nigiêria	13,1	12,8	13,7	12,9	13,4	13,7	13,5	13,5	14,0	14,6
Nam Phi	144,6	149,4	156,2	160,9	168,3	175,6	175,8	178,1	183,8	181,2
Tuynigi	5,4	5,5	5,9	6,5	7,1	7,6	7,9	8,7	9,2	9,7
Dâmbia	5,7	5,7	5,7	5,8	5,3	6,0	5,9	5,3	5,0	5,5
Dimbabuê	8,6	8,8	7,6	7,9	8,8	9,9	7,4	10,6	10,4	9,8

Bảng PL-8 (tiếp theo)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Tổng số	294.4	305.2	316.6	327.0	339.9	356.8	359.2	373,5	387.8	396.0
Châu Á và Úc										
Ápganistan	0.8	0.7	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.5
Xamoa	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ôxtrêlia	140.5	144.2	147.5	152.6	156.5	161.4	172.7	179.2	186.3	184.4
Bănglatet	8.4	8.7	9.3	9.7	10.1	10.4	11.3	12.7	14.0	14.3
Butan	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.4	0.2	0.4	0.3	0.4
Brunai	1.2	1.4	1.5	1.7	1.9	2.1	2.2	2.1	2.2	2.3
Miến Điện	2.7	3.0	3.2	3.6	3.5	4.0	3.7	4.1	4.6	5.7
Campuchia	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Trung Quốc	670.6	744.1	816.5	883.4	927.2	987.5	1.019.5	1.083.7	1.188.8	1.312.2
Phigi	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Pôlinêdia (Pháp)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Guam	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Hồng Kông	25.6	27.3	25.4	28.8	31.9	32.6	33.9	34.1	36.4	37.1
Ấn Độ	295.1	316.9	341.9	369.7	385.4	411.7	439.1	469.4	477.5	497.2
Indônêxia	46.0	41.2	45.9	52.2	58.7	67.2	68.6	74.1	81.4	89.1
Nhật Bản	797.9	806.4	857.9	881.4	899.0	927.3	926.7	945.3	943.9	964.2
Bắc Triều Tiên	34.3	34.3	33.4	32.5	31.6	30.7	29.2	29.5	28.6	27.9
Hàn Quốc	113.6	125.4	159.4	176.6	196.6	214.5	210.2	233.1	254.4	270.3
Lào	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8
Malaysia	25.8	30.6	34.5	40.1	45.1	50.8	53.2	57.3	60.8	63.5
Macao	1.0	1.1	1.2	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Mông Cổ	2.7	2.3	2.5	2.7	2.7	2.7	2.6	2.6	2.7	2.2
Nêpan	0.9	0.9	1.0	1.2	1.2	1.1	1.3	1.6	1.7	1.8
Niu Calêdônia	1.0	1.0	1.1	1.5	1.4	1.5	1.5	1.4	1.5	1.5
Niu Dilân	29.4	31.2	32.5	32.8	34.1	34.2	35.1	35.8	35.1	34.9
Pakistan	40.7	43.5	45.3	47.9	50.8	52.7	55.4	55.1	59.0	62.3
Papua	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.5	1.4
Philippin	21.2	21.9	27.0	29.6	32.5	35.2	36.7	36.6	40.1	42.0
Samoa	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Xingapo	15.5	16.5	18.1	19.4	20.5	22.9	24.2	25.1	26.7	28.3

Bảng PL-8 (tiếp theo)

Năm	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Đài Loan	90.2	98.3	106.2	105.3	111.6	118.0	127.4	129.9	139.3	140.5
Thái Lan	50.7	56.1	63.0	70.9	77.4	81.5	77.6	80.9	85.2	90.9
Các đảo ở TBD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Việt Nam	8.8	9.7	11.2	13.3	15.4	17.3	19.5	21.2	23.9	27.7
Nước khác	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Tổng số	2.431.4	2.574.4	2.794.3	2.967.8	3.105.5	3.278.3	3.363.1	3.527.5	3.706.9	3.913.2
Tổng toàn thế giới	10.828.8	11.079.0	11.338.0	11.750.5	12.115.5	12.432.0	12.760.0	13.115.8	13.628.6	13.934.1

Nguồn: DOE/EIA

Email: paticia.smith@eia.doe.gov

Bảng PL-9. Phân bố điện hạt nhân trên toàn thế giới đến 2002

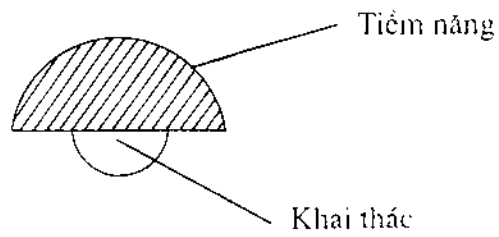
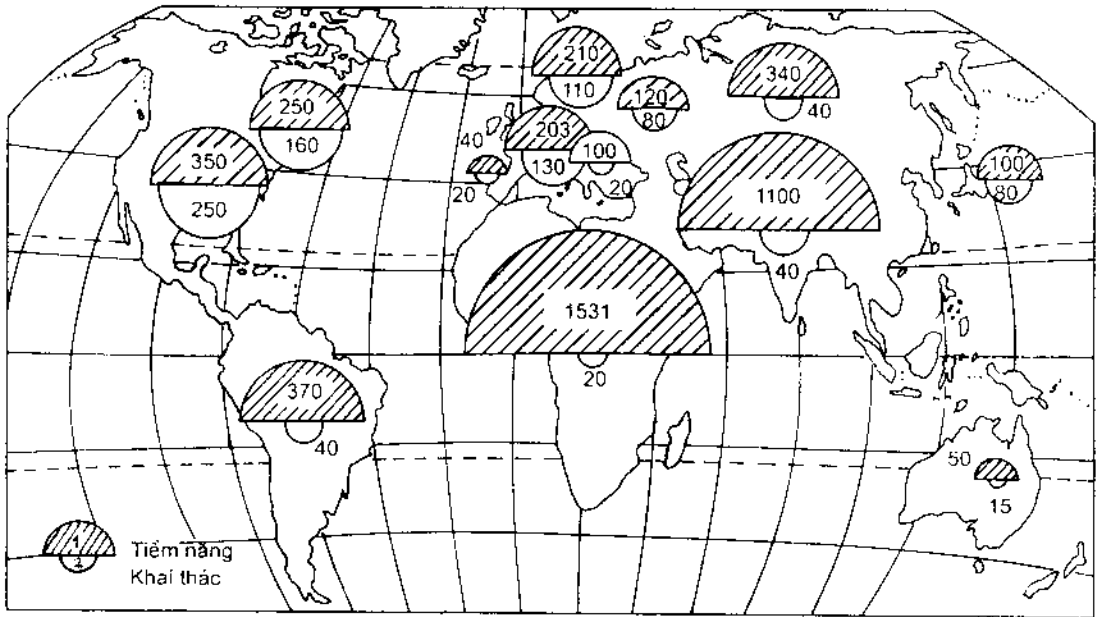
Quốc gia	Số lò đang hoạt động		Số lò đang xây dựng		Sản lượng năm 2002	
	Số lò	Tổng công suất(MW)	Số lò	Tổng công suất(MW)	Tổng sản lượng(TWh)	Tỉ lệ%
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Mĩ	104	98230			780,10	20,34
Pháp	59	63073			415,50	77,97
Nhật bản	54	44287	3	3696	313,81	34,47
Anh	31	12252			81,08	22,43
Nga	30	20793	3	2825	129,98	15,98
Đức	19	21283			162,25	29,85
Hàn Quốc	18	14890	2	1920	113,07	38,62
Canada	14	10018			70,96	12,32
Ấn Độ	14	2503	7	3420	17,76	3,68
Ukraine	13	11207	4	3800	73,38	45,66
Thụy Điển	11	9432			65,57	45,75
Tây Ban Nha	9	7574			60,28	25,76
Bỉ	7	5760			44,74	57,32
Trung Quốc	7	5318	4	3275	23,45	1,43
Séc	6	3468			18,74	24,54
Slovak	6	2408	2	776	17,95	65,41

Bảng PL-9 (tiếp theo)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Đài Loan	6	4884	2	2700	33,94	20,53
Thụy Sĩ	5	3200			25,69	39,52
Bungaria	4	2722			20,22	47,30
Phân Lan	4	2656			21,44	29,81
Hungari	4	1755			12,79	36,14
Lituania	2	2370			12,9	80,12
Braxil	2	1901			13,84	3,99
Nam Phi	2	1800			11,99	5,87
Mêhicô	2	1360			9,35	4,07
Achentina	2	935	1	692	5,39	7,23
Pakistan	2	425			1,80	2,54
Slôvenia	1	676			5,31	40,74
Rumani	1	655	1	655	5,11	10,33
Hà Lan	1	450			3,69	4,00
Armenia	1	376			2,09	40,54
Iran			2	2111		
CHDCND Triều Tiên			1	1040		
Tổng cộng	447	358661	32	26910	2574,77	

Nguồn: Cơ quan Năng lượng nguyên tử quốc tế (IAEA)

Phụ lục 10. Tiềm năng thủy năng trên thế giới



Bảng P1.11-1 (Phân tích kinh tế dự án, tính NPV, với $r=10\%$)

Năm	Chi phí đầu tư (Triệu \$)	Chi phí nhiên liệu (Triệu \$)	Chi phí nhân công vận hành, bảo dưỡng (Triệu \$)	Chi phí quản lý (Triệu \$)	Chi phí bán hàng (Triệu \$)	Tổng chi phí (Triệu \$)	Hệ số quy đổi	GTHT tổng chi phí (Triệu \$)	Sản lượng điện (Triệu kWh)	Giá điện \$/kWh	Doanh thu (Triệu \$)	GTHT doanh thu (Triệu \$)	GTHT của lãi (Triệu \$)
0	300					300	1.0000	300					-300
1		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.9091	48.7091	2160	0.05	108	98.1818	49.4727
2		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.8264	44.2810	2160	0.05	108	89.2562	44.9752
3		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.7513	40.2554	2160	0.05	108	81.1420	40.8866
4		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6830	36.5959	2160	0.05	108	73.7655	37.1696
5		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6209	33.2690	2160	0.05	108	67.0595	33.7905
6		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5645	30.2445	2160	0.05	108	60.9632	30.7187
7		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5132	27.4950	2160	0.05	108	55.4211	27.9261
8		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4665	24.9955	2160	0.05	108	50.3828	25.3873
9		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4241	22.7232	2160	0.05	108	45.8025	23.0794
10		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3855	20.6574	2160	0.05	108	41.6387	20.9813
11		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3505	18.7795	2160	0.05	108	37.8533	19.0739
12		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3186	17.0722	2160	0.05	108	34.4121	17.3399
13		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2897	15.5202	2160	0.05	108	31.2838	15.7635
14		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2633	14.1093	2160	0.05	108	28.4398	14.3305
15		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2394	12.8266	2160	0.05	108	25.8543	13.0277
16		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2176	11.6606	2160	0.05	108	23.5039	11.8434
17		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1978	10.6005	2160	0.05	108	21.3672	10.7667
18		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1799	9.6368	2160	0.05	108	19.4247	9.7879
19		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1635	8.7608	2160	0.05	108	17.6589	8.8981
20		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1486	7.9643	2160	0.05	108	16.0535	8.0892
Tổng								756.1567				919.4649	163.3081

Bảng PL11-2 (Phân tích kinh tế dự án, tính IRR với $r=17\%$)

Năm	Chi phí đầu tư (Triệu \$)	Chi phí nhiên liệu (Triệu \$)	Chi phí nhân công vận hành, bảo dưỡng (Triệu \$)	Chi phí quản lý (Triệu \$)	Chi phí bán hàng (Triệu \$)	Tổng chi phí (Triệu \$)	Hệ số quy đổi	GTHT tổng chi phí (Triệu \$)	Sản lượng điện (Triệu kWh)	Giá điện \$/kWh	Doanh thu (Triệu \$)	GTHT doanh thu (Triệu \$)	GTHT của lãi (Triệu \$)
0	300					300	1	300					-300
1		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.8547	45.7949	2160	0.05	108	92.3077	46.5128
2		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.7305	39.1409	2160	0.05	108	78.8935	39.7545
3		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6244	33.4538	2160	0.05	108	67.4320	33.9782
4		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5337	28.5930	2160	0.05	108	57.6342	29.0412
5		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4561	24.4384	2160	0.05	108	49.2600	24.8216
6		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3898	20.8876	2160	0.05	108	42.1026	21.2150
7		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3332	17.8526	2160	0.05	108	35.9851	18.1325
8		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2848	15.2586	2160	0.05	108	30.7565	15.4979
9		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2434	13.0416	2160	0.05	108	26.2876	13.2460
10		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2080	11.1466	2160	0.05	108	22.4680	11.3214
11		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1778	9.5270	2160	0.05	108	19.2035	9.6764
12		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1520	8.1428	2160	0.05	108	16.4132	8.2704
13		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1299	6.9596	2160	0.05	108	14.0284	7.0687
14		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1110	5.9484	2160	0.05	108	11.9901	6.0417
15		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0949	5.0841	2160	0.05	108	10.2479	5.1638
16		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0811	4.3454	2160	0.05	108	8.7589	4.4135
17		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0693	3.7140	2160	0.05	108	7.4862	3.7722
18		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0592	3.1744	2160	0.05	108	6.3985	3.2241
19		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0506	2.7131	2160	0.05	108	5.4688	2.7557
20		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0433	2.3189	2160	0.05	108	4.6742	2.3553
Tổng								601.5358				607.7989	6.2631

Bảng PL-11.3 (Phân tích kinh tế dự án, tính IRR, với $r=18\%$)

Năm	Chi phí vốn đầu tư (Triệu \$)	Chi phí nhiên liệu (Triệu \$)	Chi phí nhân công vận hành, bảo dưỡng (Triệu \$)	Chi phí quản lý (Triệu \$)	Chi phí bán hàng (Triệu \$)	Tổng chi phí (Triệu \$)	Hệ số quy đổi	GTHT tổng chi phí (Triệu \$)	Sản lượng điện (Triệu kWh)	Giá điện \$/kWh	Doanh thu (Triệu \$)	GTHT doanh thu (Triệu \$)	GTHT của lãi (Triệu \$)
0	300					300	1	300					-300
1		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.8475	45.4068	2160	0.05	108	91.5254	46.1186
2		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.7182	38.4803	2160	0.05	108	77.5639	39.0836
3		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6086	32.6104	2160	0.05	108	65.7321	33.1217
4		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5158	27.6360	2160	0.05	108	55.7052	28.0692
5		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4371	23.4203	2160	0.05	108	47.2078	23.7875
6		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3704	19.8477	2160	0.05	108	40.0066	20.1589
7		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3139	16.8201	2160	0.05	108	33.9039	17.0838
8		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2660	14.2543	2160	0.05	108	28.7321	14.4778
9		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.2255	12.0799	2160	0.05	108	24.3493	12.2693
10		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1911	10.2372	2160	0.05	108	20.6350	10.3977
11		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1619	8.6756	2160	0.05	108	17.4873	8.8116
12		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1372	7.3522	2160	0.05	108	14.8197	7.4675
13		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.1163	6.2307	2160	0.05	108	12.5591	6.3284
14		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0985	5.2803	2160	0.05	108	10.6433	5.3630
15		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0835	4.4748	2160	0.05	108	9.0197	4.5449
16		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0708	3.7922	2160	0.05	108	7.6438	3.8516
17		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0600	3.2137	2160	0.05	108	6.4778	3.2641
18		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0508	2.7235	2160	0.05	108	5.4897	2.7662
19		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0431	2.3080	2160	0.05	108	4.6523	2.3442
20		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.0365	1.9560	2160	0.05	108	3.9426	1.9866
Tổng								586.8002				578.0966	-8.7035

Bảng PL11-4 (Phân tích kinh tế dự án, tính T, với n=8)

Năm	Chi phí đầu tư (Triệu \$)	Chi phí nhiên liệu (Triệu \$)	Chi phí nhân công (Triệu \$)	Chi phí quản lý (Triệu \$)	Chi phí bán hàng (Triệu \$)	Tổng chi phí (Triệu \$)	Hệ số quy đổi	GTHH tổng chi phí (Triệu \$)	Sản lượng điện (Triệu kWh)	Giá điện \$/kWh	Doanh thu (Triệu \$)	GTHH doanh thu (Triệu \$)	GTHH của lãi (Triệu \$)
0	300					300	1.0000	300					-300
1		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.9091	48.7091	2160	0.05	108	98.1818	49.4727
2		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.8264	44.2810	2160	0.05	108	89.2562	44.9752
3		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.7513	40.2554	2160	0.05	108	81.1420	40.8866
4		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6830	36.5959	2160	0.05	108	73.7655	37.1696
5		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6209	33.2690	2160	0.05	108	67.0595	33.7905
6		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5645	30.2445	2160	0.05	108	60.9632	30.7187
7		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5132	27.4950	2160	0.05	108	55.4211	27.9261
8		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4665	24.9955	2160	0.05	108	50.3828	25.3873
Tổng								585.8453				576.1720	-9.6733

Bảng PL11-5 (Phân tích kinh tế dự án, tỉnh T, với n=9)

Năm	Chi phí đầu tư (Triệu \$)	Chi phí nhiên liệu (Triệu \$)	Chi phí nhân công (Triệu \$)	Chi phí quản lý (Triệu \$)	Chi phí bán hàng (Triệu \$)	Tổng chi phí (Triệu \$)	Hệ số quy đổi	GTHT tổng chi phí (Triệu \$)	Sản lượng điện (Triệu kWh)	Giá điện (\$/kWh)	Doanh thu (Triệu \$)	GTHT doanh thu (Triệu \$)	GTHT của lãi (Triệu \$)
0	300					300	1	300					-300
1		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.9091	48.7091	2160	0.05	108	98.1818	49.4727
2		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.8264	44.2810	2160	0.05	108	89.2562	44.9752
3		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.7513	40.2554	2160	0.05	108	81.1420	40.8866
4		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6830	36.5959	2160	0.05	108	73.7655	37.1696
5		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.6209	33.2690	2160	0.05	108	67.0595	33.7905
6		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5645	30.2445	2160	0.05	108	60.9632	30.7187
7		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.5132	27.4950	2160	0.05	108	55.4211	27.9261
8		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.4665	24.9955	2160	0.05	108	50.3828	25.3873
9		49.68	3	0.6	0.3	53.58	0.3855	20.6574	2160	0.05	108	41.6387	20.9813
Tổng								606.5028				617.8107	11.3079

Bảng PL-12. Tính toán lãi vay vốn

Bảng PL-12.1: Lãi vay vốn trung dài hạn

Chi tiêu	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6	Năm 7	Năm 8
Vay trong nước								
Dư nợ đầu kỳ	100.000.000	90.000.000	80.000.000	70.000.000	60.000.000	50.000.000	40.000.000	30.000.000
Trả nợ gốc trong kỳ	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
Dư nợ cuối kỳ	90.000.000	80.000.000	70.000.000	60.000.000	50.000.000	40.000.000	30.000.000	20.000.000
Lãi vay trong hạn	5.000.000	4.500.000	4.000.000	3.500.000	3.000.000	2.500.000	2.000.000	1.500.000
Vay nước ngoài								
Dư nợ đầu kỳ	200.000.000	186.666.667	173.333.333	160.000.000	146.666.667	133.333.333	120.000.000	106.666.667
Trả nợ gốc trong kỳ	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333
Dư nợ cuối kỳ	186.666.667	173.333.333	160.000.000	146.666.667	133.333.333	120.000.000	106.666.667	93.333.333
Lãi vay trong hạn	6.000.000	5.600.000	5.200.000	4.800.000	4.400.000	4.000.000	3.600.000	3.200.000
Tổng cộng								
Dư nợ đầu kỳ	300.000.000	276.666.667	253.333.333	230.000.000	206.666.667	183.333.333	160.000.000	136.666.667
Trả nợ gốc trong kỳ	23.333.333	23.333.333	23.333.333	23.333.333	23.333.333	23.333.333	23.333.333	23.333.333
Dư nợ cuối kỳ	276.666.667	253.333.333	230.000.000	206.666.667	183.333.333	160.000.000	136.666.667	113.333.333
Lãi vay trong hạn	11.000.000	10.100.000	9.200.000	8.300.000	7.400.000	6.500.000	5.600.000	4.700.000

Bảng PL-12.1 (tiếp theo)

Chi tiêu	Năm 9	Năm 10	Năm 11	Năm 12	Năm 13	Năm 14	Năm 15
Vay trong nước							
Dư nợ đầu kỳ	20.000.000	10.000.000					
Trả nợ gốc trong kỳ	10.000.000	10.000.000					
Dư nợ cuối kỳ	10.000.000	-					
Lãi vay trong hạn	1.000.000	500.000					
Vay nước ngoài							
Dư nợ đầu kỳ	93.333.333	80.000.000	66.666.667	53.333.333	40.000.000	26.666.667	13.333.333
Trả nợ gốc trong kỳ	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333
Dư nợ cuối kỳ	80.000.000	66.666.667	53.333.333	40.000.000	26.666.667	13.333.333	(0)
Lãi vay trong hạn	2.800.000	2.400.000	2.000.000	1.600.000	1.200.000	800.000	400.000
Tổng cộng							
Dư nợ đầu kỳ	113.333.333	90.000.000	66.666.667	53.333.333	40.000.000	26.666.667	13.333.333
Trả nợ gốc trong kỳ	23.333.333	23.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333	13.333.333
Dư nợ cuối kỳ	90.000.000	66.666.667	53.333.333	40.000.000	26.666.667	13.333.333	(0)
Lãi vay trong hạn	3.800.000	2.900.000	2.000.000	1.600.000	1.200.000	800.000	400.000

Bảng PL12.2: Lãi vay vốn ngắn hạn

Chi tiêu	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6	Năm 7	Năm 8	Năm 9	Năm 10
Dư nợ đầu kỳ	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000
Trả nợ gốc trong kỳ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dư nợ cuối kỳ	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000
Lãi vay trong hạn	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096

Bảng PL12.2 (tiếp theo)

Chi tiêu	Năm 11	Năm 12	Năm 13	Năm 14	Năm 15	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
Dư nợ đầu kỳ	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000
Trả nợ gốc trong kỳ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dư nợ cuối kỳ	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000	32.148.000
Lãi vay trong hạn	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096	3.279,096

Bảng PL-13: Bảng tính nhu cầu vốn lưu động

Khoản mục	Số ngày dự trừ (ngày)	Số vòng quay (360/số ngày DT)(ngày)	Nhu cầu							
			Năm 1 USD	Năm 2 USD	Năm 3 USD	Năm 4 USD	Năm 5 USD	Năm 6 USD		
Nhu cầu tiền mặt tối thiểu	90.0	4.0								
Các khoản phải thu	30.0	12.0								
Các khoản phải trả	30.0	12.0								
Nhu cầu vốn lưu động	150.0	2.4	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000

Khoản mục	Nhu cầu														
	Năm 7 USD	Năm 8 USD	Năm 9 USD	Năm 10 USD	Năm 11 USD	Năm 12 USD	Năm 13 USD	Năm 14 USD							
Nhu cầu tiền mặt tối thiểu															
Các khoản phải thu															
Các khoản phải trả															
Nhu cầu vốn lưu động	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000

Khoản mục	Nhu cầu													
	Năm 15 USD	Năm 16 USD	Năm 17 USD	Năm 18 USD	Năm 19 USD	Năm 20 USD								
Nhu cầu tiền mặt tối thiểu														
Các khoản phải thu														
Các khoản phải trả														
Nhu cầu vốn lưu động	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000	40.500.000

Bảng PL-14. Báo cáo kết quả kinh doanh

Khoản mục	Diễn giải	Năm 0	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5
1. Doanh thu sau thuế VAT	Bảng 1		97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000
2. Chi phí hoạt động sau thuế VAT	Bảng 2		48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000
3. Khấu hao	Bảng 3		15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
4. Lợi nhuận trước thuế và lãi vay	= 1-2-3		33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000
5. Lãi vay	Bảng 4.1:4.2		14.279.096	13.379.096	12.479.096	11.579.096	10.679.096
6. Lợi nhuận trước thuế	= 4-5		19.698.904	20.598.904	21.498.904	22.398.904	23.298.904
7. Lợi nhuận chịu thuế			19.698.904	20.598.904	21.498.904	22.398.904	23.298.904
8. Thuế thu nhập doanh nghiệp	= 7 x Tsuất		4.924.726	5.149.726	5.374.726	5.599.726	5.824.726
9. Lợi nhuận sau thuế	= 7-8		14.774.178	15.449.178	16.124.178	16.799.178	17.474.178
10. Lũy kế đồng tiền		-300000000	44.053.274	43.828.274	43.603.274	43.378.274	43.153.274
Tính toán các chỉ số							
- LN trước thuế/DT			23.45%	19.07%	19.91%	20.74%	21.57%
- LN sau thuế/Vốn tự có (ROE)							
- LN sau thuế/Tổng VDT (ROI)			4.92%	5.15%	5.37%	5.60%	5.82%
- NPV	10%		-236.319.608	-203.390.777	-173.609.154	-146.674.659	-122.315.761
- IRR							

Bảng PL-14. (tiếp theo)

Khoản mục	Diễn giải	Năm 6	Năm 7	Năm 8	Năm 9	Năm 10
1. Doanh thu sau thuế VAT	Bảng 1	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000
2. Chi phí hoạt động sau thuế VAT	Bảng 2	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000
3. Khấu hao	Bảng 3	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
4. Lợi nhuận trước thuế và lãi vay	= 1-2-3	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000
5. Lãi vay	Bảng 4.1-4.2 = 4-5	9.779.096	8.879.096	7.979.096	7.079.096	6.179.096
6. Lợi nhuận trước thuế		24.198.904	25.098.904	25.998.904	26.898.904	27.798.904
7. Lợi nhuận chịu thuế		24.198.904	25.098.904	25.998.904	26.898.904	27.798.904
8. Thuế thu nhập doanh nghiệp	= 7 x Tsuất	6.049.726	6.274.726	6.499.726	6.724.726	6.949.726
9. Lợi nhuận sau thuế	= 7-8	18.149.178	18.824.178	19.499.178	20.174.178	20.849.178
10. Lũy kế dòng tiền		42.928.274	42.703.274	42.478.274	42.253.274	42.028.274
Tính toán các chỉ số						
- LN trước thuế/DT		22.41%	23.24%	24.07%	24.91%	25.74%
- LN sau thuế/Vốn tự có (ROE)		6.05%	6.27%	6.50%	6.72%	6.95%
- LN sau thuế/Tổng VĐT (ROI)	10%	-100.286.769	-80.365.376	-62.350.441	-46.059.975	-31.329.322
- NPV						
- IRR						

Bảng PL-14. (tiếp theo)

Khoản mục	Diễn giải	Năm 11	Năm 12	Năm 13	Năm 14	Năm 15
1. Doanh thu sau thuế VAT	Bảng 1	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000
2. Chi phí hoạt động sau thuế VAT	Bảng 2	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000
3. Khấu hao	Bảng 3	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
4. Lợi nhuận trước thuế và lãi vay	= 1-2-3	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000
5. Lãi vay	Bảng 4.1:4.2	5.279.096	4.879.096	4.479.096	4.079.096	3.679.096
6. Lợi nhuận trước thuế	= 4-5	28.698.904	29.098.904	29.498.904	29.898.904	30.298.904
7. Lợi nhuận chịu thuế		28.698.904	29.098.904	29.498.904	29.898.904	30.298.904
8. Thuế thu nhập doanh nghiệp	= 7 x T suất	7.174.726	7.274.726	7.374.726	7.474.726	7.574.726
9. Lợi nhuận sau thuế	= 7-8	21.524.178	21.824.178	22.124.178	22.424.178	22.724.178
10. Lũy kế dòng tiền		41.803.274	41.703.274	41.603.274	41.503.274	41.403.274
Tính toán các chỉ số						
- LN trước thuế/DT		26.57%	26.94%	27.31%	27.68%	28.05%
- LN sau thuế/Vốn tự có (ROE)						
- LN sau thuế/Tổng VĐT (ROI)		7.17%	7.27%	7.37%	7.47%	7.57%
- NPV	10%	-18.009.510	-5.929.557	5.025.885	14.961.439	23.971.998
- IRR						

Bảng PL-14. (tiếp theo)

Khoản mục	Diễn giải	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
1. Doanh thu sau thuế VAT	Bảng 1	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000
2. Chi phí hoạt động sau thuế VAT	Bảng 2	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000
3. Khấu hao	Bảng 3	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
4. Lợi nhuận trước thuế và lãi vay	= 1-2-3	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000	33.978.000
5. Lãi vay	Bảng 4.1;4.2	3.279.096	3.279.096	3.279.096	3.279.096	3.279.096
6. Lợi nhuận trước thuế	= 4-5	30.698.904	30.698.904	30.698.904	30.698.904	30.698.904
7. Lợi nhuận chịu thuế		30.698.904	30.698.904	30.698.904	30.698.904	30.698.904
8. Thuế thu nhập doanh nghiệp	= 7 x Tsuất	7.674.726	7.674.726	7.674.726	7.674.726	7.674.726
9. Lợi nhuận sau thuế	= 7-8	23.024.178	23.024.178	23.024.178	23.024.178	23.024.178
10. Lưu kế dòng tiền		41.303.274	41.303.274	41.303.274	41.303.274	41.303.274
Tính toán các chỉ số						
- LN trước thuế/DT		28.42%	28.42%	28.42%	28.42%	28.42%
- LN sau thuế/Vốn tự có (ROE)		7.67%	7.67%	7.67%	7.67%	7.67%
- LN sau thuế/Tổng VĐT (ROI)						
- NPV	10%	32.143.630	39.572.387	46.325.803	52.465.271	58.046.606
- IRR						13.06%

Bảng PL-15. Bảng cân đối trả nợ

Khoản mục	Diện giải	Năm 0	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6
1. Nguồn trả nợ:			29774178	30449178	31124178	31799178	32474178	33149178
- Khấu hao cơ bản	225.000.000		15000000	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000
- Lợi nhuận sau thuế để lại	288.737.670		14774178	15449178	16124178	16799178	17474178	18149178
- Nguồn bổ sung								
2. Dự kiến trả nợ hàng năm	300.000.000		23333333	23333333	23333333	23333333	23333333	23333333
3. Cán đối: 1-2			6440845	7115845	7790845	8465845	9140845	9815845

Khoản mục	Năm 7	Năm 8	Năm 9	Năm 10	Năm 11	Năm 12	Năm 13
1. Nguồn trả nợ:	33824178	34499178	35174178	35849178	36524178	36824178	37124178
- Khấu hao cơ bản	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000
- Lợi nhuận sau thuế để lại	18824178	19499178	20174178	20849178	21524178	21824178	22124178
- Nguồn bổ sung							
2. Dự kiến trả nợ hàng năm	23333333	23333333	23333333	23333333	13333333	13333333	13333333
3. Cán đối: 1-2	10490845	11165845	11840845	12515845	23190845	23490845	23790845

Khoản mục	Năm 14	Năm 15	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
1. Nguồn trả nợ:	37424178	37724178	38.024.178	38.024.178	38.024.178	38.024.178.00	38.024.178.00
- Khấu hao cơ bản	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000	15000000
- Lợi nhuận sau thuế để lại	22424178	22724178	23024178	23024178	23024178	23024178	23024178
- Nguồn bổ sung							
2. Dự kiến trả nợ hàng năm	13333333	13333333	0	0	0	0	0
3. Cán đối: 1-2	24090845	24390845	38024175	38024178	38024178	38024178	38024178

Bảng PL-16: Bảng tính sản lượng và doanh thu

Chỉ tiêu	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6	Năm 7
Công suất hoạt động	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Sản lượng	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000
Giá bán	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Doanh thu	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000
Thuế VAT	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Doanh thu sau thuế VAT	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000

Bảng PL-16 (tiếp theo)

Chỉ tiêu	Năm 8	Năm 9	Năm 10	Năm 11	Năm 12	Năm 13	Năm 14
Công suất hoạt động	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Sản lượng	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000
Giá bán	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Doanh thu	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000
Thuế VAT	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Doanh thu sau thuế VAT	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000

Bảng PL-16 (tiếp theo)

Chỉ tiêu	Năm 15	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
Công suất hoạt động	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Sản lượng	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000	2.160.000.000
Giá bán	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Doanh thu	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000	108.000.000
Thuế VAT	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Doanh thu sau thuế VAT	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000	97.200.000

Bảng PL-17 (tiếp theo)

Chi tiêu	Năm 15	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
Nguyên vật liệu chính	49.680.000	49.680.000	49.680.000	49.680.000	49.680.000	49.680.000
Nguyên vật liệu phụ						
Điện						
Nước						
Lương + BHYT	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Chi phí thuê đất						
Chi phí quản lý DN	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Chi phí bán hàng	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
<i>Tổng công chi phí hoạt động</i>	53.580.000	53.580.000	53.580.000	53.580.000	53.580.000	53.580.000
Thuế VAT được khấu trừ	10%	10%	10%	10%	10%	10%
<i>Chi phí hoạt động đã khấu trừ thuế VAT</i>	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000	48.222.000

Bảng PL-17.1: Bảng tính chi phí nhiên liệu

Chi tiêu	Giá mua	CP vận chuyển	CP mua hàng	Tỷ giá	Giá thành	Định mức/ĐVSP	Định mức CP/ĐVSP
Nhiên liệu chính (khí)	2	0	0	1	2	11.500BTU/kWh	2

Bảng PL-17.2: Bảng tính chi phí quản lý, bán hàng

Khoản mục	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6	Năm 7
Chi phí quản lý	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000	600.000
Lương bộ phận gián tiếp (lương, BHXH)	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000	180.000
CF bảo dưỡng nhà máy	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
Chi phí khác	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000	120.000
Chi phí bán hàng	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000

Bảng PI.-18: Bảng tính khấu hao

Chỉ tiêu	Năm 1	Năm 2	Năm 3	Năm 4	Năm 5	Năm 6	Năm 7
I. Nhà xưởng							
- Nguyên giá	100.000.000						
- Khấu hao trong kỳ	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
- Khấu hao lũy kế	5.000.000	10.000.000	15.000.000	20.000.000	25.000.000	30.000.000	35.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	95.000.000	90.000.000	85.000.000	80.000.000	75.000.000	70.000.000	65.000.000
II. Thiết bị							
- Nguyên giá	150.000.000						
- Khấu hao trong kỳ	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000
- Khấu hao lũy kế	7.500.000	15.000.000	22.500.000	30.000.000	37.500.000	45.000.000	52.500.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	142.500.000	135.000.000	127.500.000	120.000.000	112.500.000	105.000.000	97.500.000
III. Chi phí đầu tư khác							
- Nguyên giá	50.000.000						
- Khấu hao trong kỳ	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
- Khấu hao lũy kế	2.500.000	5.000.000	7.500.000	10.000.000	12.500.000	15.000.000	17.500.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	47.500.000	45.000.000	42.500.000	40.000.000	37.500.000	35.000.000	32.500.000
IV. Tổng cộng							
- Nguyên giá	300.000.000						
- Khấu hao trong kỳ	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
- Khấu hao lũy kế	15.000.000	30.000.000	45.000.000	60.000.000	75.000.000	90.000.000	105.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	285.000.000	270.000.000	255.000.000	240.000.000	225.000.000	210.000.000	195.000.000

Bảng PL-18 (tiếp theo)

Chỉ tiêu	Năm 8	Năm 9	Năm 10	Năm 11	Năm 12	Năm 13	Năm 14
I. Nhà xưởng							
- Nguyên giá							
- Khấu hao trong kỳ	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
- Khấu hao lũy kế	40.000.000	45.000.000	50.000.000	55.000.000	60.000.000	65.000.000	70.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	60.000.000	55.000.000	50.000.000	45.000.000	40.000.000	35.000.000	30.000.000
II. Thiết bị							
- Nguyên giá							
- Khấu hao trong kỳ	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000
- Khấu hao lũy kế	60.000.000	67.500.000	75.000.000	82.500.000	90.000.000	97.500.000	105.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	90.000.000	82.500.000	75.000.000	67.500.000	60.000.000	52.500.000	45.000.000
III. Chi phí đầu tư khác							
- Nguyên giá							
- Khấu hao trong kỳ	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
- Khấu hao lũy kế	20.000.000	22.500.000	25.000.000	27.500.000	30.000.000	32.500.000	35.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	30.000.000	27.500.000	25.000.000	22.500.000	20.000.000	17.500.000	15.000.000
IV. Tổng cộng							
- Nguyên giá							
- Khấu hao trong kỳ	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
- Khấu hao lũy kế	120.000.000	135.000.000	150.000.000	165.000.000	180.000.000	195.000.000	210.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	180.000.000	165.000.000	150.000.000	135.000.000	120.000.000	105.000.000	90.000.000

Bảng PL-18 (tiếp theo)

Chi tiêu	Năm 15	Năm 16	Năm 17	Năm 18	Năm 19	Năm 20
I. Nhà xưởng						
- Nguyên giá						
- Khấu hao trong kỳ	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000
- Khấu hao lũy kế	75.000.000	80.000.000	85.000.000	90.000.000	95.000.000	100.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	25.000.000	20.000.000	15.000.000	10.000.000	5.000.000	-
II. Thiết bị						
- Nguyên giá						
- Khấu hao trong kỳ	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000
- Khấu hao lũy kế	112.500.000	120.000.000	127.500.000	135.000.000	142.500.000	150.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	37.500.000	30.000.000	22.500.000	15.000.000	7.500.000	-
III. Chi phí đầu tư khác						
- Nguyên giá						
- Khấu hao trong kỳ	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
- Khấu hao lũy kế	37.500.000	40.000.000	42.500.000	45.000.000	47.500.000	50.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	12.500.000	10.000.000	7.500.000	5.000.000	2.500.000	-
IV. Tổng cộng						
- Nguyên giá						
- Khấu hao trong kỳ	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000	15.000.000
- Khấu hao lũy kế	225.000.000	240.000.000	255.000.000	270.000.000	285.000.000	300.000.000
- Giá trị còn lại cuối kỳ	75.000.000	60.000.000	45.000.000	30.000.000	15.000.000	-

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Trần Đình Long. *Qui hoạch phát triển năng lượng và điện lực*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1999.
2. Trần Đình Long. *Lý thuyết hệ thống*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1997.
3. Đặng Ngọc Đình, Trần Bách, Ngô Hồng Quang, Trịnh Hùng Thám, Nguyễn Hữu Khái. *Hệ thống điện I và II*. NXB Đại học 1982.
4. Ngô Hồng Quang, Vũ Văn Tầm. *Thiết kế cấp điện*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1998.
5. Đặng Ngọc Đình, Ngô Hồng Quang... Một số vấn đề về quy hoạch và thiết kế mạng điện địa phương. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1970.
6. Nguyễn Văn Đạm. *Mạng lưới điện*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1999.
7. Trần Bách. *Lưới điện và hệ thống điện*, tập I,II,III. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 2004.
8. Lê Dũng Mưu. *Nhập môn các phương pháp tối ưu*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1998.
9. Nguyễn Doãn Phước, Phan Xuân Minh. *Hệ phi tuyến*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 2000.
10. Nguyễn Văn Chơn. *Kinh tế quản trị kinh doanh xây dựng*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 1996.
11. Ngô Trần Ánh. *Kinh tế quản lý doanh nghiệp*. NXB Thống kê. Hà Nội, 2000.
12. Tống Đình Quì. *Giáo trình xác suất thống kê*. NXB Giáo dục. Hà Nội, 2000.
13. Trần Quang Khánh. *Qui hoạch lưới điện nông thôn*. Trường Đại học Nông nghiệp 1 Hà Nội. Hà Nội, 2000.
14. Bùi Ngọc Thư. *Mạng cung cấp và phân phối điện*. NXB Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội, 2002.
15. Bạch Quốc Khánh. *Đánh giá tác động của quản lý nhu cầu điện đến các chỉ tiêu kinh tế-Kỹ thuật, thông số cấu trúc hệ thống CCD đô thị và khả năng ứng dụng điều khiển phụ tải bằng sóng trong hệ thống CCD đô thị Việt Nam*. Luận án tiến sỹ Kỹ thuật. Hà Nội 2001.
16. Trần Văn Bình. *Kết quả nghiên cứu ứng dụng các mô hình MI/DEE-ENV và IFOM-ENV vào các công tác phân tích dự báo nhu cầu và qui hoạch phát triển tối ưu hệ thống năng lượng điện của Việt Nam*. Hà Nội, 1997.
17. Viện Năng lượng. *Tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001-2010 có xét triển vọng đến năm 2020*. Hà Nội, 2002.
18. Nguyễn Xuân Quang. *Quy hoạch và phát triển nguồn điện, phân tích kinh tế-tài chính dự án năng lượng*. Đồ án tốt nghiệp. Hà Nội, 1999.
19. Nguyễn Minh Phúc. *Qui hoạch nguồn điện và phân tích kinh tế-tài chính dự án đầu tư*. Đồ án tốt nghiệp. Hà Nội, 2004.

20. Vũ Thế Mười. Quy hoạch phát triển nguồn điện và phân tích lựa chọn dự án đầu tư. Đồ án tốt nghiệp. Hà Nội, 2004.
21. Dự báo thế kỷ 21. NXB Thống kê, 2000.
22. V. A. Venikov. *Elektricheskie sistemy*. Moskva, 1975.
23. *Elektrotekhnicheski Spravochnik III*. Moskva, 1988.
24. I. M. Marcovich. *Rezimy Elektricheskikh sistem*. Moskva, 1975.
25. R. Bourgeois, P. Dalle ... *Electrotechnique Automaticque et Informatique Industrielle*. Foucher, Paris, 1997.
26. Bản dịch tiếng Việt: Cẩm nang Kỹ thuật điện, tự động hoá và tin học công nghiệp của PGS.Lê Văn Doanh.
27. Harry G. Stoll. Least-cost electric utility planning. Systems Development & Engineering Department. General Electric Company, New York, 1989
28. X. Wang. J. R. McDonald. Modern Power System Planning. McGRAW-HILL BOOK COMPANY. London, 1994.
29. H. Persoz, G. Santucci, P. Sapet, J.C. Lemoine. Planning of Electricity networks. Electric of France.
30. Koomchoak Biyaem. Tariff and Load Management: Experience of Thailand. Workshop on Electrical Load Management. AIT, April 22-26, 1991.
31. DOE/EIA. World Production of Primary Energy by Selected Country Groups, 1992-2001. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
32. DOE/EIA. World Net Hydroelectric Power Generation, 1992-2001. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
33. DOE/EIA. World Net Nuclear Electric Power Generation, 1992-2001. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
34. DOE/EIA. World Net Geothermal, Solar, Wind, Wood and Waste Electric Power Generation, 1992-2001. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
35. DOE/EIA. World Net Conventional Thermal Electricity Generation, 1992-2001. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
36. DOE/EIA. *World Net Electricity Generation by Type, 2000*. Email: paticia.smith@eia.doe.gov.
37. A.Piria, R.F.Tempone, A Dual Algorithm for the short term power production planning with network constraints, <http://www.fing.edu.uy/rtempone>
38. N.Nabona, J.Castro, J.A.Gonzalez. *Optimum Long-term Hydrothermal Coordination with Fuel Limit*, IEEE Transactions on Power System, Vol.10, No.2. May 1995.
39. A.A.F.M.Carneiro, S.Soaes, P.S.Bond, *A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 5, No.1, February 1990.
40. A.H.A.Rashid, K.M.Nor, *An efficient method for optimal scheduling of fixed head hydro and thermal plants*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 6, No.2. May 1991.

41. A.K.David, Zhao Rong-da, *Integrating expert systems with dynamic programming in generation expansion planning*, IEEE Transactions on Power System, Vol.4, No.3, August 1999.
42. A.M.Leite de Silva, S.M.P.Ribeiro, V.L.Arient, R.N.Allan, M.B.Do Coutto Filho, *Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning*, IEEE Transactions on Power System
43. A.Ramos. I.J.Perez-Arriaga, J.Bogas, *A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning*, IEEE Transactions on Power System, Vol.4, No.3. August 1989.
44. C.Lyra , H.Tavares, *A contribution to the midterm scheduling of large scale hydrothermal power systems*, IEEE Transactions on Power System, Vol3, No.3, August 1988.
45. D.Lidgate, B.H Amir, *Optimal operational planning for a hydro-electric generation system*, IEE proceeding, Vol.135, Pt.C, No. 3, May 1988.
46. David Gorliberg, *Genetic Algorithm in Search, Optimisation and Machine expansion planning*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 5, No. 1, February 1989.
47. International Atomic Energy Agency, "Wien Automatic System Planning(WASP) Package, User's Manual", 1995.
48. J.Kabouris, G.C.Contaxis, *Optimum expansion planning of an unconventional generation system operating in parallelwith a large scale network*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.6, No.3, September 1991.
49. M.K.C.Marwali, S.M.Shahidehpour, *Coordination between long-term and short-term generation scheduling with network constraints*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 5. No.3, August 2000.
50. M.S.Kandil, S.A.Fargahal, N.E.Hasanin, *Economic assessment of energy storage options in generation expansion planning*, IEE Proceedings, Vol.137, Pt.C, No.4, July 1990.

MỤC LỤC

	Trang
Lời nói đầu	3
Chương 1. SỰ PHÁT TRIỂN CỦA CÁC HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG	
§1.1. Quá trình phát triển của các hệ thống năng lượng trên thế giới	5
§1.2. Tình hình năng lượng trên thế giới	9
§1.3. Dự báo nhu cầu năng lượng trên thế giới	27
§1.4. Tình hình năng lượng ở Việt Nam	28
§1.5. Giá cả năng lượng và chính sách của các quốc gia	37
§1.6. Quản lý nhu cầu năng lượng	40
Chương 2. KHÁI NIỆM CHUNG VỀ QUI HOẠCH HỆ THỐNG ĐIỆN	
§2.1. Phương pháp tiếp cận hệ thống	44
§2.2. Nội dung qui hoạch phát triển hệ thống năng lượng	45
§2.3. Nhiệm vụ của qui hoạch và phát triển hệ thống điện	47
§2.4. Quan hệ giữa năng lượng và môi trường	48
Chương 3. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN NĂNG VÀ PHỤ TẢI ĐIỆN	
§3.1. Khái niệm chung	52
§3.2. Dự báo nhu cầu điện năng	55
§3.3. Dự báo đồ thị phụ tải	68
§3.4. Một số cơ sở dữ liệu dùng cho dự báo	75
Chương 4. ỨNG DỤNG CÁC MÔ HÌNH TOÁN HỌC ĐỂ GIẢI BÀI TOÁN QUI HOẠCH	
§4.1. Khái niệm về bài toán qui hoạch	76
§4.2. Qui hoạch tuyến tính	78
§4.3. Bài toán vận tải	94
§4.4. Qui hoạch số nguyên	103
§4.5. Qui hoạch phi tuyến	109
§4.6. Ứng dụng phương pháp qui hoạch động	120

Chương 5. QUI HOẠCH NGUỒN ĐIỆN

§5.1. Khái niệm chung	131
§5.2. Các nguồn năng lượng sơ cấp	131
§5.3. Các loại nhà máy điện	132
§5.4. Sự tham gia của các nhà máy điện vào phủ đồ thị phụ tải	151
§5.5. Chọn cấu trúc tối ưu của nguồn điện	152

Chương 6. QUI HOẠCH LƯỚI ĐIỆN

§6.1. Khái niệm chung	179
§6.2. Các phương pháp qui hoạch lưới điện một cách không chính qui	182
§6.3. Bài toán chọn cấp điện áp tải điện U	184
§6.4. Cấu trúc tối ưu của lưới điện	186

Chương 7. QUI HOẠCH MẠNG ĐIỆN ĐỊA PHƯƠNG

§7.1. Khái niệm chung	228
§7.2. Nội dung chính của quá trình lập qui hoạch mạng điện địa phương	230
§7.3. Tính tổn thất điện áp trong mạng điện địa phương	259
§7.4. Xác định tổn thất điện áp trong mạng điện địa phương kín	268
§7.5. Xác định bán kính cung cấp của trạm biến áp trung gian trong mạng điện địa phương	281

Chương 8. PHÂN TÍCH KINH TẾ - TÀI CHÍNH CỦA CÁC DỰ ÁN KHI QUI HOẠCH

§8.1. Khái niệm chung	286
§8.2. Đánh giá dự án đầu tư theo tiêu chuẩn động	290
§8.3. Phân tích tài chính các dự án	324

Phụ lục	347
Tài liệu tham khảo	380

206353



070308000036

72,000

Gia: 72.000d