HOÀN THIỆN BÀI TOÁN TỐI ƯU PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM CÓ TÍNH ĐẾN ĐẶC ĐIỂM NGUỒN PHÁT VÀ ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI (Phần 1).

TS Ngô Tuấn Kiệt, TS Vũ Hữu Hải,

Abstract: Electricity system of VietNamese is endless developing expected optimal the project and using electric source. This paper present basic content of optimal development electricity system of Vietnamese problem, mention of properties electric source and transmittable line. This is macroscopic problem impact a lot field of life and realistic special in management, operation electric source in Vietnamese.

Tóm tắt: Hệ thống điện Việt Nam không ngừng phát triển và lớn mạnh đòi hỏi công tác quy hoạch và khai thác tối ưu các nguồn phát trong Hệ thống điện. Bài báo trình bày nội dung cơ bản của bài toán tối ưu phát triển Hệ thống điện Việt Nam có tính đến đặc điểm nguồn phát và đường dây truyền tải. Đây là một vấn đề lớn, có tầm vĩ mô, ảnh hưởng đến nhiều lĩnh vực và có ý nghĩa thực tế sâu sắc trong công tác quản lý, vận hành khai thác các nguồn phát điện ở Việt Nam.

Đặt vấn đề: Hệ thống năng lượng Việt Nam đến nay đã hình thành và phát triển với 3 ngành năng lượng chính là Ngành Than (hệ thống thăm dò, khai thác và sử dụng than); Ngành Dầu khí (hệ thống thăm dò, khai thác, chế biến và sử dụng dầu khí) và Ngành Điện (hệ thống điện). Ngành Năng lượng mới và tái tạo mới hình thành và chắc chắn sẽ phát triển mạnh trong tương lai như: năng lượng gió, năng lượng mặt trời, địa nhiệt, năng lượng hạt nhân, v.v… Do hệ thống năng lượng nước ta chưa phát triển đầy đủ, nên nhiệm vụ nghiên cứu chuyên sâu về xây dựng cơ sở khoa học trong tối ưu phát triển HTNL quốc gia, tạo cơ sở phát triển hợp lý giữa các ngành năng lượng, nhằm sử dụng hiệu quả và tiết kiệm nguồn tài nguyên năng lượng quốc gia, bảo vệ môi trường sinh thái chưa được quan tâm đúng mức. Các phương pháp và chương trình tính toán tối ưu được nhập khẩu hoặc đề xuất trong nước chưa đồng bộ, chưa đáp ứng được những đặc thù riêng của hệ thống năng lượng Việt Nam nói chung và hệ thống điện nói riêng.

Từ góc độ khai thác tối ưu, ngoài những đặc điểm chung như ở các nước phát triển, HTĐ Việt Nam có những đặc thù cơ bản, liên quan đến việc giải quyết phương pháp luận tối ưu như sau:

- HTĐ toàn quốc với 3 trung tâm phụ tải lớn Bắc - Trung - Nam đã được hợp nhất bằng đường dây truyền tải 500 kV 2 mạch;

- Nguồn nhiên liệu năng lượng phân bố không đều: Ở miền Bắc ngoài than, tiềm năng thủy điện xếp vào hàng lớn nhất. trong đó tập trung chủ yếu trên dòng chính sông Đà (hàng năm có thể cung cấp trên 30 tỷ KWh). Các nguồn thủy điện vừa và nhỏ phân bố đều khắp trên cả nước, trong thời gian tới cũng dự định sẽ đưa vào khai thác đồng loạt. Đặc điểm của nguồn thủy điện Việt Nam là có sự chênh lệch khá lớn về khả năng phát điện năng giữa mùa khô với mùa mưa, giữa năm nhiều nước và năm ít nước, có sự lệch pha về mùa giữa các miền; Thềm lục địa miền Nam có một trữ lượng khí dồi dào để có thể phát triển nhiệt điện theo công nghệ tuabin khí hỗn hợp vừa có hiệu suất cao; vừa đảm bảo làm việc linh hoạt ở chế độ đáy và đáp ứng tốt nhu cầu phủ đỉnh. Việc sử dụng hợp lý nguồn năng lượng này sẽ ảnh hưởng lớn đến cấu trúc nguồn của HTĐ.

- HTĐ nước ta tuy đã được hình thành 3 miền phụ tải Bắc - Trung-Nam, nhưng hiện nay và cả trong tương lai, trọng tâm phụ tải (chiếm 80% phụ tải toàn quốc) lại tập trung ở miền Nam và miền Bắc, cách xa nhau khoảng 2000 km. Cho nên, khi nghiên cứu bài toán tối ưu phát triển và tối ưu vận hành HTĐ trong mô hình tối ưu bắt buộc phải chú ý đến khả năng truyền tải chính giữa các miền.

Trong khuôn khổ của bài viết này chúng tôi đi sâu vào việc hoàn thiện phương pháp luận tối ưu phát triển HTĐ có tính đến đặc điểm của các nguồn phát (cả thuỷ điện và nhiệt điện) và các đường dây truyền tải chính do cố GS, TSKH Nguyễn Hữu Mai đề xuất [1].

Giới thiệu mô hình tính toán tối ưu phát triển hệ thống điện Việt Nam có tính đến đặc điểm nguồn phát và đường dây truyền tải: Bài toán tối ưu hoá công suất phát của hệ thống điện thường được xây dựng dưới dạng mô hình toán học phi tuyến. Việc giải bài toán có thể ứng dụng các mô hình toán học khác nhau dưới dạng phi tuyến như "qui hoạch lồi", "qui hoạch động" … nhưng rất phức tạp. Trong [1] bài toán tối ưu phát triển hệ thống điện Việt Nam có tính đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải Bắc -Trung - Nam được xây dựng và giải theo phương pháp qui hoạch tuyến tính.

Bài toán tổng quát của qui hoạch tuyến tính ở đây có dạng: Tìm cực tiểu của hàm mục tiêu:

$$Z = \sum_{i=1}^{t} c_i x_i \qquad \{ i= 1…n\} \qquad (1)$$

Với các điều kiện ràng buộc tuyến tính liên quan như sau:

$a_{ij}X_i \geq b_j$ $\{ j = 1,2..m \}$

Khi $X_i \geq 0$

Trong đó,

X_i là biến số phải tìm của bài toán tối ưu. Với hệ thống điện đây chính là giá trị công suất.

C_i là hệ số trong hàm mục tiêu, thường là suất chi phí (gồm cả suất chi phí vốn đầu tư và chi phí vận hành) của đối tượng cần tối ưu. Với hệ thống điện đây chính là suất tăng chi phí cho một đơn vị điện năng (kWh).

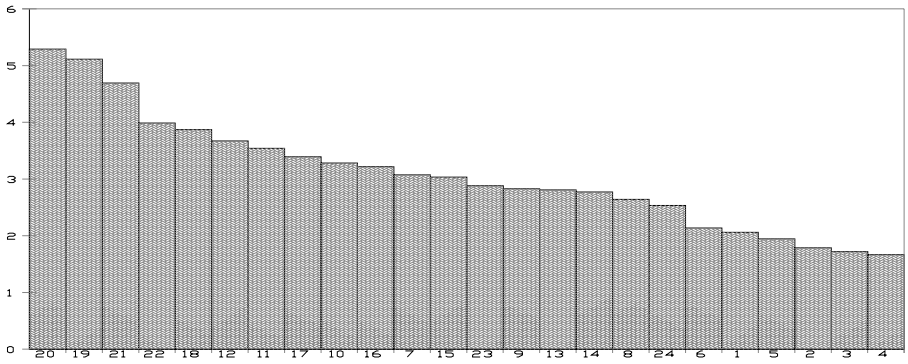
a_{ij} là các hệ số chỉ mức độ hiệu quả hoặc các chỉ số mô tả sự liên quan hay ràng buộc về kinh tế-kỹ thuật của đối tượng cần tối ưu khi diễn giải theo ngôn ngữ toán học.

b_j là các giá trị cho trước của điều kiện j

Hệ thống điện Việt Nam được chia thành từng miền theo khu vực địa lý, mỗi miền là một nút trong mô hình tối ưu. Tại mỗi miền đều xây dựng đồ thị phụ tải ngày điển hình. Mục tiêu của bài toán tối ưu là tìm lời giải để phủ kín nhu cầu theo đồ thị phụ tải các miền và toàn quốc với tổng chi phí hệ thống là nhỏ nhất.

Các nguồn điện trong từng miền (nút phụ tải) sẽ cạnh tranh nhau về chi phí (phát điện + truyền tải) để tham gia phủ đồ thị phụ tải nút đó và các nút khác theo nguyên tắc từ chi phí nhỏ đến chi phí lớn. Mỗi nguồn điện trong một miền có từ 1÷24 biến ứng với 1÷24 bậc công suất trong đồ thị phụ tải ngày đêm. Để mô tả được tính chất phức tạp về chi phí nhiên liệu cho sản xuất điện (với các nhà máy nhiệt điện) và xác định vị trí làm việc của các nhà máy trên đồ thị phụ tải, đồ thị phụ tải điển hình được sắp xếp lại thành đồ thị phụ tải triển khai với giá trị công suất giảm dần từ trái sang phải. Trên đồ thị phụ tải triển khai có tối đa là 24 bậc. Dựa vào đồ thị này ta sẽ chọn lại biến số là các "số gia công suất" khi đi từ bậc thang này sang bậc thang khác. Hình 1

www.vncold.vn



Hình 1. Đồ thị phụ tải ngày đêm đỉnh hình khai triển

"Số gia công suất" là mức chênh lệch công suất giữa hai bậc trong đồ thị phụ tải triển khai. Mỗi bậc trên đồ thị thể hiện rõ nhà máy tham gia phủ bậc nào của đồ thị thì phải có số giờ làm việc bằng số giờ của bậc đó (bậc trên cùng là 1 giờ, bậc dưới cùng là 24 giờ).

Các biến số đưa vào mô hình không phải là các thành phần công suất tương ứng cho từng giờ mà sẽ là các thành phần số gia công suất. Và hệ số chi phí cũng là "suất chi phí" để sản xuất điện khi đi từ bậc thang này sang bậc thang khác, hay chính là chi phí biên (MC) để sản xuất thêm một đơn vị điện năng.

Như vậy, với hệ thống điện có N nút thì một nhà máy điện ở nút i sẽ có N khả năng cung cấp điện (N thành phần công suất gia tăng) và nhà máy này cũng sẽ có N hệ số chi phí tương ứng với N thành phần công suất gia tăng (1 cho chính nút i và (N-1) cho các vùng lân cận).

Thành phần công suất gia tăng cho chính nút i gọi là giá trị gia tăng thành phần công suất sở tại. Đây chính là phần tăng công suất của một nhà máy ở nút i phải cung cấp cho một bậc thang nào đó của đồ thị phụ tải triển khai tại nút i.

Thành phần công suất gia tăng cho (N-1) nút còn lại gọi là giá trị gia tăng thành phần công suất liên vùng. Đây chính là phần tăng công suất của một nhà máy ở nút i phải cung cấp cho một bậc thang nào đó của đồ thị phụ tải triển khai tại nút j lân cận.

Do đó ta có thể viết hàm mục tiêu của bài toán tối ưu này như sau:

$$Z_{\min} = \sum_{i=1}^{N}\left(\sum_{m=1}^{m_i}\sum_{K=1}^{K} C_{imK}^{ii}.\Delta P_{imK}^{ii}.\left(1-\beta_m\right)t_{mK} + \sum_{j=1}^{N-1}\sum_{l=1}^{l_j}\sum_{K=1}^{K} C_{jlK}^{ij}.\Delta P_{jlK}^{ji}.\left(1-\gamma_{dd}-\beta_l\right)t_{lK}\right)$$

Trong đó,

(2)

N: số nút

l_j: số nhà máy điện ở nút j

m_i: số nhà máy điện ở nút i

K: số bậc phụ tải nút i

β_m: Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy m

t_{mK}: độ dài làm việc của nhà máy m tại bậc công suất K

β_l: Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy l

t_{lK}: độ dài làm việc của nhà máy l tại bậc công suất K

ΔP_{imK}: giá trị công suất gia tăng của nhà máy m, tại nút i, bậc K

ΔP_{jlK}: giá trị công suất gia tăng của nhà máy liên vùng l chuyển từ nút j đến nút i, bậc K.

γ_{dd}: tỷ lệ tổn thất khi truyền tải trên đường dây

C^{ii}_{imK} : suất chi phí tính toán của nhà máy m đặt tại nút i, cung cấp điện cho bậc phụ tải K của chính nút i.

C^{ji}_{jlK} : suất chi phí tính toán của nhà máy liên vùng l đặt tại nút j, cung cấp điện cho bậc phụ tải K của nút i. (suất chi phí này ngoài suất chi phí nhà máy còn phải tính thêm suất chi phí đường dây khi truyền tải từ nút j đến nút i).

Hệ số chi phí trong hàm mục tiêu chính là suất chi phí tính toán cho một đơn vị công suất nhà máy điện và đường dây tải điện, được tính dưới dạng động và quy về năm t theo giai đoạn tính toán. Mỗi nguồn điện trong mô hình tại mỗi thời điểm được mô tả thành N biến:

1 Một biến công suất cung cấp điện cho chính điểm nút có nguồn điện đó.

2 N-1 biến công suất cung cấp điện cho N-1 nút còn lại.

Suất chi phí (C_i) gồm 4 thành phần chính: suất chi phí vốn đầu tư ($C_{đt}$), suất chi phí nhiên liệu (C_{nl}), suất chi phí vận hành và bảo dưỡng (C_{OM}) và suất chi phí truyền tải ($C_{đd}$).

$$C_i = C_k + C_{nl} + C_{OM} + C_{đd} \qquad (3)$$

Suất chi phí tính toán của từng thành phần như sau:

Suất chi phí vốn đầu tư ($C_{đt}$): Tổng vốn đầu tư thường tính cả tiền trả vốn và lãi vay trong thời gian xây dựng (K^*_{ri}) cho đến khi khánh thành công trình. Giả sử xây dựng một công trình điện (nhà máy hoặc đường dây truyền tải điện r ở nút i nào đó) trong L năm (1÷ L), mỗi năm có vốn đầu tư là K^l_r, tổng vốn đầu tư của công trình tính đến năm kết thúc xây dựng (cả lãi và vốn trong thời gian xây dựng) sẽ là:

$$K^*_{ri} = \sum_{L=1}^{L} K^l_r (1+\alpha)^{L-1} \qquad (4)$$

α: lãi suất trong thời gian xây dựng

Suất vốn đầu tư tại năm tính toán được xác định như sau: với các công trình điện đã được xây dựng trước hoặc dự kiến xây trong giai đoạn tối ưu hệ thống điện thì suất vốn đầu tư tính đổi về năm t của giai đoạn tính toán tối ưu hệ thống điện như sau:

$$DT_r = \frac{K^*_r}{P^{lm}_r} \frac{i(1+i)^{T_k - \Delta t}}{(1+i)^{T_k} - 1} \qquad (5)$$

Trong đó,

T_k là vòng đời kinh tế của công trình.

Δt là khoảng thời gian được tính từ năm đưa vào vận hành t_0 đến năm t của giai đoạn tính toán tối ưu; $\Delta t = t - t_0$.

i là hệ số chiết khấu, thường lấy i = 10%

Với các công trình điện được xây dựng thành nhiều đợt khác nhau thì suất vốn đầu tư của từng đợt sẽ được tính quy đổi về năm tính toán. Sau đó, suất vốn đầu tư tính toán cho công trình được tính bằng trung bình bình quân suất vốn đầu tư các đợt. Nếu gọi g (1÷S) là số đợt xây dựng nhà máy thì suất vốn đầu tư tính toán cho toàn bộ công trình (DT_r) như sau:

www.vncold.vn

$$DT_r = \frac{\sum_{g=1}^{S} DT_{gr}.P_g^{lm}}{\sum_{gs=1}^{S} P_r^{lm}} \qquad (6)$$

Trong đó,

DT_{gr} là suất vốn đầu tư của đợt g đã quy đổi về năm tính toán t.

DT_r là suất vốn đầu tư cho toàn bộ công trình đã quy đổi về năm tính toán t.

Thành phần suất chi phí vốn đầu tư khi tính trong hàm mục tiêu được quy đổi về đơn vị công suất trong 1 giờ:

$$C_k = DT_r/T_{năm} \qquad (7)$$

Suất chi phí vận hành (C_{OM}): Suất chi phí vận hành hàng năm (OM_t) bao gồm: tiền lương quản lý vận hành, chi phí bảo dưỡng cho một đơn vị công suất. OM_t thường được lấy theo tỷ lệ % của vốn đầu tư. Gọi ς là số % theo vốn đầu tư, khi đó chi phí vận hành của công trình điện r sẽ là:

$$OM_r = \varsigma_r.\ DT_r \qquad (8)$$

Suất chi phí vận hành tính toán cho công trình điện r như sau:

$$C_{OMr} = OM_r/P_r \qquad (9)$$

Suất chi phí nhiên liệu (C_{nl}): Suất tiêu hao nhiên liệu phụ thuộc vào số giờ làm việc của nhà máy điện khi phủ đồ thị phụ tải. Dựa vào đồ thị phụ tải triển khai như ở trên có thể chia đồ thị thành 4 miền như sau:

Gốc ứng với $P \le P_{min}$ (thấp điểm đêm)

Bán gốc ứng với $P_{min} < P < P^{ng}_{max}$ (thấp điểm ngày)

Bán đỉnh ứng với $P^{ng}_{min} < P < P^{ng}_{max}$ (cao điểm ngày)

Đỉnh ứng với $P^{ng}_{max} < P < P_{max}$ (cực đại của đồ thị)

Khi phủ đồ thị phụ tải triển khai (từ chế độ có số giờ là 1 đến chế độ có số giờ là 24) sẽ có 24 biến gia tăng công suất (P^{τ}_r) thuộc N tập công suất thành phần của một nhà máy. Suất tiêu hao nhiên liệu của các nhà máy được

www.vncold.vn

xác định trực tiếp theo từng bậc thang (chế độ làm việc) có số giờ trong đồ thị phụ tải triển khai.

Suất chi phí nhiên liệu tính toán được xác định theo suất chi phí nhiên liệu ứng với 4 chế độ phát điện:

1 Chế độ phát đỉnh: từ 1 đến 5 giờ trong ngày.

2 Chế độ bán đỉnh: từ 6 đến 15 giờ trong ngày.

3 Chế độ bán gốc: từ 6 đến 23 giờ trong ngày.

4 Chế độ gốc: 24 giờ trong ngày.

$$C^{nl}_{\tau} = C^{nl}_{cđộ} = b_{cđộ}.G_{nl} \qquad (10)$$

$b_{cđộ}$ là suất tiêu hao nhiên liệu ở chế độ phát điện tương ứng.

G_{nl} là giá nhiên liệu sử dụng.

Suất chi phí truyền tải trên đường dây ($C_{đd}$): Chi phí truyền tải trên đường dây gồm các thành phần suất vốn đầu tư và chi phí vận hành bảo dưỡng đường dây tính trên một đơn vị công suất và đơn vị chiều dài truyền tải. Thành phần chi phí này xác định tương tự suất vốn đầu tư và chi phí vận hành cho nhà máy điện.

Các ràng buộc về cân bằng công suất và năng lượng cho từng nút của hệ thống điện : Tại mỗi thời điểm t, một nút i bất kỳ có cặp bất phương trình về cân bằng công suất và năng lượng:

Cân bằng công suất

$$\sum_{m=1}^{m_i}\sum_{K=1}^{K}\sum_{i=1}^{N}(1-\beta_m)P_{imKi} + \sum_{l=1}^{l_j}\sum_{K=1}^{K}\sum_{j=1}^{N-1}\left(1-\gamma_{dd}-\beta_l\right)P_{ilKj} \geq P_{it}^{nc} + P_{it}^{dt} \qquad (11) \qquad (i=1\div N)$$

Cân bằng điện năng:

$$\sum_{m=1}^{m_i}\sum_{K=1}^{K}\sum_{i=1}^{N}(1-\beta_m).P_{imKi}.t_{mK} + \sum_{l=1}^{l_j}\sum_{K=1}^{K}\sum_{j=1}^{N-1}\left(1-\gamma_{dd}-\beta_l\right)P_{ilKj}.t_{lK} \geq E_{it} \qquad (12) \qquad (i=1\div N)$$

Trong đó,

P_{imKi}: Giá trị công suất thành phần của nhà máy m cung cấp cho bậc K tại chính nút i.

P_{ilKj}: Giá trị công suất thành phần của nhà máy l cung cấp cho bậc K từ nút j đến nút i.

t: thời điểm xem xét (t=1÷24)

P_{it}^{nc} : Công suất nhu cầu nút i

P_{it}^{dt} : Công suất dự trữ nút i

Số cặp bất phương trình ràng buộc này bằng số nút của hệ thống.

Các ràng buộc về giới hạn công suất nhà máy điện:

Xét nhà máy điện m tại nút i:

$$\sum_{K=1}^{K}\sum_{j=1}^{N} P_{imKj} \le P_{im}^{lm}$$

(i=1÷N; m=1÷m_i)

Trong đó,

P_{imKj}: giá trị công suất thành phần của nhà máy m ở bậc K của nút i (j=1÷N tương ứng với N khả năng cấp điện của nhà máy m)

Ràng buộc về giới hạn điện năng trung bình ngày của nhà máy điện:

Xét nhà máy điện m tại nút i:

$$\sum_{K=1}^{K}\sum_{j=1}^{N} P_{imKj}.t_{mK} \le \eta.E_{im}^{tb}$$

(i=1÷N; m=1÷m_i)

η : hệ số tính đến chênh lệch năng lượng ngày làm việc điển hình.

Ràng buộc về giới hạn truyền tải của đường dây: Khi truyền tải từ i→j, tổng công suất thành phần của mi nhà máy trong nút i cấp cho 1 nút j liên vùng phải ≤ công suất giới hạn truyền tải của đường dây từ i→j

$$\sum_{m=1}^{m_i}\sum_{K=1}^{K}\left(1-\beta_m\right).P_{imK} \le P_{ij}^{dd}$$

(i=1÷N-1)

Ràng buộc hạn chế về khả năng phát công suất P_{max}, P_{min} của nhiệt điện. Mỗi nhà máy nhiệt điện đều có một hạn chế về công suất phát trong suốt τ khi đi từ bậc 1 đến bậc 24. Mỗi nút có bao nhiêu nhà máy nhiệt điện sẽ có bấy nhiêu số ràng buộc tương ứng với các giá trị θ_d (hệ số đỉnh của nhà máy nhiệt điện thường $\theta_d = 0.3 \div 0.5$).

$$\sum_{j=1}^{N}\sum_{\tau=1}^{\tau} P_{r24ij} \le \theta_d \cdot \sum_{j=1}^{N} P_{r\tau_{max}ij} \qquad (\tau \neq \tau_{max}, i=1 \div N-1)$$

P_{r24ij}: thành phần công suất sở tại và liên vùng của nhà máy nhiệt điện r phủ phần gốc của nút phụ tải đang xét.

$P_{r\tau maxij}$: tổng công suất sở tại và liên vùng mà nhà máy nhiệt điện r phải phủ (bán gốc, bán đỉnh và đỉnh) ở nút phụ tải đang xét.

Ràng buộc về hạn chế nhiên liệu f theo các nhà máy nhiệt điện cùng loại trong toàn hệ thống điện tại năm t:

Xét m_f nhà máy nhiệt điện sử dụng cùng loại nhiên liệu f:

$$\sum_{m=1}^{m_f}\sum_{K=1}^{K} b_{fmK} . P_{fmK} \cdot t_{mK} \le B_f$$

Trong đó,

F: loại nhiên liệu; f=1÷F

b_{fmK}: suất tiêu hao nhiên liệu f của nhà máy m tại bậc K

B_f: tổng tiêu hao nhiên liệu f của hệ thống

Ràng buộc về hạn chế tổng vốn đầu tư cho từng năm (từng giai đoạn)

$$\sum_{t=1}^{L}\sum_{m=1}^{m_r}\sum_{K=1}^{K} C_{tm} P_{tmK} \le K_t^{\Sigma}$$

L: số năm của giai đoạn đang xét

m_r: số nhà máy dự định xây dựng trong năng (giai đoạn) đang xét

C_{tm}: suất vốn đầu tư cho nhà máy m tại thời điểm đang xét

P_{tmK}: thành phần công suất bậc K của nhà máy m tại thời điểm đang xét

K_t^{Σ}: tổng vốn đầu tư cho thời điểm đang xét

Với mô hình bài toán đã được xây dựng như trên cho thấy số lượng các biến và các ràng buộc của bài toán là rất lớn gây khó khăn cho việc giải

bài toán bằng phương pháp tuyến tính. Trong [1] đưa ra những giải pháp để giảm bớt số biến và số ràng buộc liên quan sao cho không ảnh hưởng hoặc ảnh hưởng ít nhất đến kết quả bài toán trên cơ sở các điều kiện thực tế của hệ thống điện như sau:

1 Giảm bớt số nút phụ tải hệ thống điện;
2 Giảm bớt số bậc thang của đồ thị phụ tải triển khai;
3 Tách hoặc gộp các nhà máy điện cùng loại trên mỗi vùng.

Mô hình bài toán trong [1] được xác lập dựa vào các đặc tính của nguồn phát và đường dây truyền tải và giải bằng phương pháp qui hoạch tuyến tính với sự hỗ trợ của phần mềm Simplex. Trình tự tính toán theo các bước trong sơ đồ khối dưới đây.

Trong [2] đã trình bày việc ứng dụng mô hình tối ưu phát triển hệ thống điện Việt Nam có tính đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải nêu trên để lựa chọn công suất lắp máy thủy điện Sơn La. Dưới đây xin trình bày kết quả biểu đồ phụ tải ngày điển hình các phương án tính toán công suất lắp máy thủy điện Lai Châu trong các năm 2015 và 2020 [3].

Bảng 1: Giá trị công suất tham gia biểu đồ phụ tải TĐ Lai Châu và NĐ miền Bắc.

Ph. án	Thông số	Đơn vị	Tháng 1	Tháng 5	Tháng 8	Tháng 11
Năm 2015						
	Lai Châu	MW	166,1	169,3	950,0	312,9
	Nhiệt điện	MW	3152,6	3713,3	2903,0	3788,1
	Chi phí	10^3USD	12290,2	14291,4	12095,8	14200,2
	Lai Châu	MW	166,1	169,3	1001,0	318,2
	Nhiệt điện	MW	3152,6	3713,4	2853,0	3788,1
	Chi phí	10^3USD	12288,2	14289,4	12040,7	14197,0
	Lai Châu	MW	166,1	169,3	1080	328,4
	Nhiệt điện	MW	3152,6	3713,3	2843,2	3788,1
	Chi phí	10^3USD	12285,2	14286,4	12019,9	14193,8
	Lai Châu	MW	166,1	169,3	1170	338,5
	Nhiệt điện	MW	3152,6	3713,4	2843,2	3788,1
	Chi phí	10^3USD	12282,2	14283,4	11997,2	14190,5

www.vncold.vn

	Lai Châu	MW	166,1	169,3	1260	338,5
	Nhiệt điện	MW	3152,6	3713,4	2843,2	3788,1
	Chi phí	10^3USD	12280,2	14281,4	11996,5	14187,1
Năm 2020						
	Lai Châu	MW	180,0	201,0	950	344,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5143,2	6151,5
	Chi phí	10^3USD	17718,8	20951,6	18721,1	21463,8
	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1001	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5094,7	6151,5
	Chi phí	10^3USD	17717,0	20949,6	18663,7	21460,4
	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1080	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,7	6151,5
	Chi phí	10^3USD	17715,2	20946,6	18628,4	21457,4
	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1170	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,3	6151,5
	Chi phí	10^3USD	17713,2	20943,6	18607,4	21454,4
	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1260	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,3	6151,5
	Chi phí	10^3USD	17711,2	20941,6	18601,7	21451,4

Từ kết quả tính toán trong bảng 1 có thể nhận thấy, khi tăng công suất lắp máy thuỷ điện Lai Châu từ 1000MW, 1100MW, 1200MW, 1300MW và 1400MW sẽ làm giảm chi phí phát điện của hệ thống. Như vậy, việc tăng công suất lắp máy thủy điện Lai Châu sẽ mang lại hiệu quả cho hệ thống điện, đặc biệt là trong tương lai khi tỷ lệ thủy điện trong hệ thống điện giảm xuống đáng kể so với hiện nay. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng, do sự chênh lệch về công suất và năng lượng khả dụng giữa mùa khô và mùa mưa của thủy điện Việt Nam, nên việc lựa chọn công suất lắp máy quá lớn sẽ gây ảnh h-ưởng đáng kể đến chế độ phát của nhiệt điện.

Kết quả tính toán công suất truyền tải trên đường dây 500 kV khi xuất hiện thủy điện Lai Châu bằng phần mềm nêu trên được tổng hợp trong bảng 2 Bảng 2: Công suất truyền tải trên đường dây 500 kV

Đơn vị: MW

Tháng	Bắc -Trung	Bắc-Nam	Trung-Nam	Trung-Bắc	Nam-Bắc	Nam-Trung
Năm 2015						
1	0	0	978	0	0	891,7
5	0	0	928	0	0	1339,2
8	1361,3	0	1051	0	0	0
11	0	0	718	0	0	344,6
Năm 2020						
1	0	0	852	0	0	949,4
5	0	0	457	0	0	1185,6

8	1488,6	0	871	0	0	0
11	0	0	459	0	0	613

Ghi chú: - công suất truyền tải Bắc - Trung và Nam - Trung là công suất đáy;
- công suất truyền tải Trung - Nam là công suất đỉnh;

Từ bảng 2 có thể nhận thấy:

- Các nhà máy thuỷ điện xây dựng ở miền Trung ngoài việc phủ hết phần đỉnh của phụ tải miền Trung còn đủ khả năng cạnh tranh phủ đỉnh phụ tải miền Nam với nhiệt điện Nam và giá trị công suất đỉnh mà các nhà máy thuỷ điện ở miền Trung phủ cho phụ tải miền Nam lên tới 1.051MW. Điều cần quan tâm là mặc dù thừa đỉnh, song miền Trung lại thiếu nguồn phủ đáy biểu đồ phụ tải, nên phải truyền tải nhiệt điện từ miền Nam ra miền Trung là 1.339,2 MW.

- Vào tháng 8, khi năng lượng phát điện của bậc thang sông Đà khá lớn, ngoài việc phối hợp với nhiệt điện Bắc phủ biểu đồ phụ tải miền Bắc, một phần công suất đáy của thuỷ điện miền Bắc đã thay thế nhiệt điện Nam truyền công suất đáy phủ biểu đồ phụ tải miền Trung (thuỷ điện Bắc cạnh tranh được với nhiệt điện Nam khi phủ biểu đồ phụ tải miền Trung).

Như vậy, vấn đề nghiên cứu cơ cấu phát triển nguồn điện ở miền Trung và miền Nam cần lưu ý đến sự phát triển đồng bộ giữa các nhà máy thuỷ điện và nhiệt điện, cần thiết xem xét sớm xây dựng nhiệt điện ở miền Trung. Theo tính toán của chúng tôi, đến năm 2015 miền Trung cần khoảng 1000-1500MW nhiệt điện.

Kết luận: Mô hình, thuật toán và chương trình tính toán tối ưu phát triển hệ thống điện Việt Nam có tính đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải [1] cho phép giải bài toán tối ưu phát triển hệ thống phù hợp với các đặc thù riêng của hệ thống điện Việt Nam. Kết quả tính toán kiểm tra với 2 trường hợp thủy điện Sơn La [2] và thủy điện Lai Châu [3] cho thấy sự tương đồng về kết quả thu được với kết quả tính toán bằng việc kết hợp giữa 2 chương trình phần mềm thương mại nhập khẩu là WASP III và PDPAT II. Tuy nhiên, do chương trình được xây dựng giữa những năm 1990 bằng ngôn ngữ Pascal trên nền hệ điều hành DOS và sử dụng phần mềm tối ưu tuyến tính Simplex, nên có một số tồn tại cần được hoàn thiện về giao diện, về nhập - xuất dữ liệu và kết quả tính toán cũng như chương trình tính toán tối ưu tuyến tính để đáp ứng với quy mô phát triển hệ thống điện hiện nay. Toàn bộ phần hoàn thiện chương trình được trình bày trong bài viết tiếp theo.

www.vncold.vn

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Quy hoạch phát triển tổng thể hệ thống năng lượng Việt Nam đến năm 2010, Trung tâm KHTN&CNQG, 2000.

2. Bàn về lựa chọn công suất lắp máy trong các dự án đầu tư thủy điện ở Việt Nam hiện nay, TS Vũ Hữu Hải, TS Ngô Tuấn Kiệt và cộng sự, Tài nguyên nước, Số 4-2006.

3. Tính toán xác định công suất lắp máy thủy điện Lai Châu. Báo cáo Khoa học; Trung tâm Nghiên cứu năng lượng Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam, 2005.

www.vncold.vn