

VỀ PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN TỐI ƯU PHÁT TRIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM CÓ TÍNH ĐẾN ĐẶC ĐIỂM NGUỒN PHÁT VÀ ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI

TS. NGÔ TUẤN KIỆT, TS. VŨ HỮU HẢI

Đặt vấn đề:

Hiện nay hệ thống điện Việt Nam đã phát triển tương đối đầy đủ và quy mô ngày càng tăng. Để đảm bảo nhu cầu điện năng cho phát triển kinh tế xã hội hầu như tất cả các nguồn tài nguyên năng lượng của đất nước đã được huy động. Ngoài ra, trong thời gian gần đây hệ thống điện Việt Nam đã có mối liên kết trao đổi điện năng với các nước trong khu vực. Cùng với sự lớn mạnh của HTĐ, những nội dung nghiên cứu tối ưu phát triển HTĐ cũng đã được ngành điện và các nhà khoa học năng lượng trong nước nghiên cứu hoàn thiện cả về phương pháp luận và thuật toán mô hình, phần mềm tính toán. Nhiều chương trình tính toán tối ưu phát triển hệ thống năng lượng nói chung và hệ thống điện nói riêng đã được nhập khẩu [1] như: Dự báo nhu cầu năng lượng: MAED (trong tổ hợp ENPEP); MEDEE-S; DDAS (trong tổ hợp ETB); Cân bằng Cung/Cầu: BALANCE (trong tổ hợp ENPEP); EFOM-ENV; ESPS (trong tổ hợp ETB); và Quy hoạch nguồn điện: WASP (trong tổ hợp ENPEP); ESP (trong tổ hợp ETB) v.v... Điều đáng lưu ý là các chương trình nhập khẩu không cho phép giải quyết những nội dung đặc thù cơ bản của HTĐ Việt Nam, nên kết quả thu được chưa đáp ứng được yêu cầu nên thường phải lấy ý kiến chuyên gia để sử lý và phân tích lựa chọn kết quả.

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 trong giải

quyết vấn đề về 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; 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.

Nguồn nhiên liệu năng lượng đa dạng, nhưng phân bố không đều: Than ở miền Bắc, dầu khí ở miền Nam, thủy điện tuy phân bố tương đối đều từ Bắc vào Nam, song 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 trong thời gian tới 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; Việc sử dụng hợp lý nguồn năng lượng này sẽ ảnh hưởng lớn đến cấu trúc tối ưu của HTĐ.

Giới thiệu phương pháp

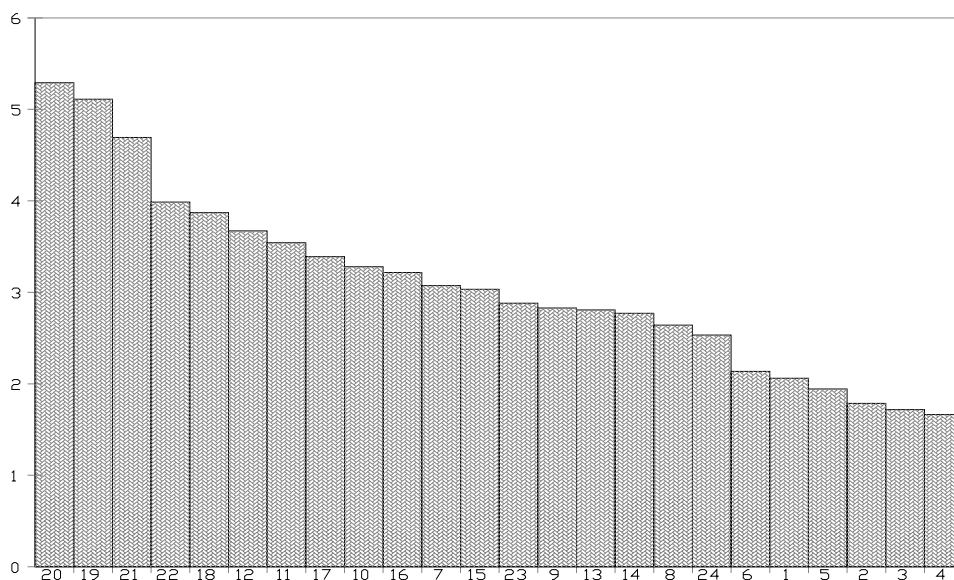
Bài toán tối ưu phát triển hệ thống điện thực chất là bài toán phi tuyến, song việc lập và giải nó thường rất phức tạp. Tập thể các nhà khoa học năng lượng của Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam do Cố GS, TSKH Nguyễn Hữu Mai lãnh đạo đã đề xuất phương pháp tính toán tối ưu HTĐ Việt Nam có tính

đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải được xây dựng và giải theo phương pháp qui hoạch tuyến tính.

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 khai triển 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. (Xem Hình 1).



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 khai triển 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 khai triển tại nút j lân cận.

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

$$Z_{\min} = \sum_{i=1}^N \left(\sum_{m=1}^{m_i} \sum_{K=1}^K C_{imK}^{ii} \Delta P_{imK}^{ii} (1 - \beta_m) t_{mK} + \sum_{j=1}^{N-1} \sum_{l=1}^{l_j} \sum_{K=1}^K C_{jIK}^{ji} \Delta P_{jIK}^{ji} (1 - \gamma_{dd} - \beta_l) t_{IK} \right) \quad (2)$$

Trong đó:

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

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

ΔP_{jIK}^{ji} : 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_{imK}^{ii} : 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_{jIK}^{ji} : 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:

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

- $N-1$ 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_{dt}), suất chi phí nhiên liệu (C_{nl}), suất chi phí vận hành và bảo dưỡng (C_{OM}) và suất chi phí truyền tải (C_{dd}).

$$C_i = C_k + C_{nl} + C_{OM} + C_{dd} \quad (3)$$

Các ràng buộc về cân bằng công suất 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:

$$\sum_{m=1}^{m_i} \sum_{K=1}^K \sum_{i=1}^N (1 - \beta_m) P_{imKi} + \sum_{l=1}^{l_j} \sum_{K=1}^K \sum_{j=1}^{N-1} (1 - \gamma_{dd} - \beta_l) P_{ilKj} \geq P_{it}^{nc} + P_{it}^{dt} \quad (i=1 \div N) \quad (4)$$

Các ràng buộc về cân bằng điện năng:

$$\sum_{m=1}^{m_i} \sum_{K=1}^K \sum_{i=1}^N (1 - \beta_m) P_{imKi} \cdot t_{mK} + \sum_{l=1}^{l_j} \sum_{K=1}^K \sum_{j=1}^{N-1} (1 - \gamma_{dd} - \beta_l) P_{ilKj} \cdot t_{IK} \geq E_{it} \quad (i=1 \div N) \quad (5)$$

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 l

P_{it}^{dt} : Công suất dự trữ nút i

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

Ràng buộc về giới hạn công suất nhà máy điện: Xét nhà máy điện m tại nút i:

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

(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:

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

(i=1÷N; m=1÷m_i)

Trong đó:

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 m_i nhà máy trong nút i cấp cho 1 nút j liên vùng phải nhỏ hơn hoặc bằng công suất giới hạn truyền tải của đường dây từ i→j

$$\sum_{m=1}^{m_i} \sum_{K=1}^K (1 - \beta_m) P_{imK} \leq P_{ij}^{dd}$$

(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 $\theta_d = 0.3 \div 0.5$).

$$\sum_{j=1}^N \sum_{\tau=1}^{\tau} P_{r24ij} \leq \theta_d \cdot \sum_{j=1}^N P_{r\tau_{max}ij}$$

($\tau \neq \tau_{max}$, i=1÷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.

$P_{r\tau_{max}ij}$: 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:

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

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)

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

L: số năm của giai đoạn đang xét

m_t : số nhà máy dự định xây dựng trong năm (giai đoạn) đang xét

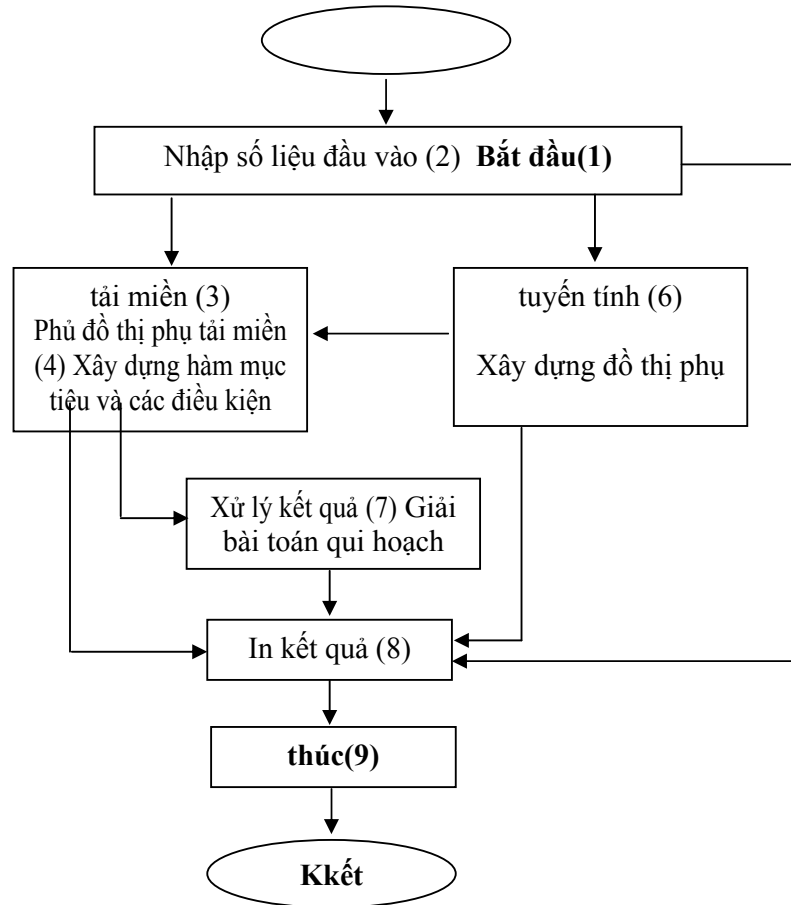
C_{tm} : suất vốn đầu tư cho nhà máy m tại thời điểm đang xét

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.

Bài toán tối ưu phát triển HTĐ được 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.



Khối (2)- số liệu đầu vào gồm: Mẫu đồ thị phụ tải theo các nút gồm: công suất max các tháng 1÷12 và mẫu đồ thị phụ tải ngày điển hình mùa đông và mùa hè; Thông số nhà máy và đường dây.

Khối (3), (4)- xây dựng và phủ đồ thị phụ tải các nút: Xây dựng đồ thị phụ tải ngày điển hình trên cơ sở mẫu biểu đồ phụ tải và giá trị nhu cầu công suất (Pmax) sẽ xác định được đồ thị phụ tải ngày điển hình cần tính toán. Phủ đồ thị phụ tải các nút: đồ thị phụ tải triển khai của các nút sẽ được phủ phần đỉnh và phần bán đỉnh bởi các nhà máy thủy điện tại nút đó.

Khối (5)- xây dựng hàm mục tiêu và các điều kiện ràng buộc: Hàm mục tiêu mô tả tổng chi phí sản xuất điện của các nhà máy trong hệ thống và truyền tải đến tâm điểm phục vụ. Hệ số của hàm mục tiêu là suất chi phí tính toán cho

một đơn vị công suất của nhà máy điện và đường dây tải điện (chi phí sản xuất một đơn vị điện năng MWh).

Khối (6)- giải bài toán qui hoạch tuyến tính: Bài toán qui hoạch tuyến tính với hàm mục tiêu và các điều kiện ràng buộc sẽ được giải bằng chương trình Simplex.

Khối (7)- xử lý kết quả: Các kết quả phủ đồ thị phụ tải từng nút bởi các nhà máy thủy điện trong nút được lấy trực tiếp từ khối (3), (4) đã ở dạng hình ảnh cần đưa ra. Các kết quả phủ biểu đồ phụ tải toàn quốc được lấy từ đầu ra khối (6) và dựa vào ma trận đánh dấu từ khối (5) để sắp xếp thành hình ảnh làm việc của các nhà máy. Tính toán chi phí hệ thống gồm: chi phí của các nhà máy phủ toàn quốc: lấy từ kết quả chương trình qui hoạch tuyến tính. Thành phần chi phí các nhà máy phủ theo nút: tính trực tiếp thành

phần thu hồi vốn, chi phí vận hành bảo dưỡng theo phương pháp tính chi phí đã trình bày ở trên. Tính toán nhu cầu nhiên liệu để sản xuất điện với 4 mức chi phí nhiên liệu theo vị trí làm việc của nhiệt điện trên đồ thị phụ tải triển khai.

Khối (8)- in ra kết quả của mô hình.

Áp dụng tính toán

Trong [2] đã trình bày việc ứng dụng mô hình tối ưu phát triển HTĐ Việt Nam có tính đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải 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 năm 2020 [3].

Bảng Giá trị công suất tham gia biểu đồ phụ tải TD Lai Châu và NB miền Bắc năm 2020.

Ph. án	Thông số	Đơn vị	Tháng 1	Tháng 5	Tháng 8	Tháng 11
LC1100	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1001	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5094,7	6151,5
	Chi phí	10 ³ USD	17717,0	20949,6	18663,7	21460,4
LC1200	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1080	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,7	6151,5
	Chi phí	10 ³ USD	17715,2	20946,6	18628,4	21457,4
LC1300	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1170	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,3	6151,5
	Chi phí	10 ³ USD	17713,2	20943,6	18607,4	21454,4
LC1400	Lai Châu	MW	180,0	201,0	1260	380,2
	Nhiệt điện	MW	5156,7	5915,0	5183,3	6151,5
	Chi phí	10 ³ USD	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 thủy điện Lai Châu từ 1100MW, 1200MW, 1300MW đến 1400MW sẽ làm giảm chi phí của hệ thống. Như vậy, việc tăng công suất lắp máy thủy điện Lai Châu sẽ mang lại hiệu quả cho HTĐ, đặc biệt là trong tương lai khi tỷ lệ thủy điện trong HTĐ giảm xuống đáng kể so với hiện nay.

Kết luận: Phương pháp tính toán tối ưu phát triển HTĐ Việt Nam có tính đến đặc tính nguồn phát và đường dây truyền tải [1] cho phép giải bài toán tối ưu phát triển HTĐ phù hợp với các đặc thù riêng của HTĐ 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

nhien, 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 HTĐ hiện nay.

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.

