

NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN TIÊU CHUẨN TỐI ƯU VẬN HÀNH HỒ CHỨA BẠC THANG THỦY ĐIỆN LÀM VIỆC TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN LỰC

Hồ Ngọc Dung¹

Tóm tắt: Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu lựa chọn hàm mục tiêu áp dụng cho bài toán vận hành tối ưu hệ thống bậc thang thủy điện làm việc trong hệ thống điện lực. Đối với hệ thống điện chi phí của hệ thống không chỉ ở tổng sản lượng điện phát ra của nhà máy điện mà còn khả năng tham gia cân bằng phụ tải của hệ thống và hiệu ích của trạm thủy điện trong việc tham gia cân bằng công suất của toàn bộ hệ thống điện. Đề xuất một tiêu chuẩn tối ưu có xét đến yếu tố tham gia cân bằng phụ tải điện của hệ thống sẽ phù hợp hơn khi giải quyết bài toán vận hành tối ưu các công trình thủy điện. Kết quả tính toán và phân tích nhằm làm rõ việc sử dụng tiêu chuẩn tối ưu trong tính toán vận hành hồ chứa các công trình thủy điện làm việc trong hệ thống điện.

Từ khóa: Hòa Bình, Sơn La, Quy hoạch động, Bậc thang thủy điện.

1. MỞ ĐẦU

Định hướng phát triển nguồn điện Việt Nam của Tổng sơ đồ VII thì trong thời gian sắp tới tổng công suất lắp máy của toàn hệ thống điện được quy hoạch: năm 2020 là 60.000 MW trong đó thủy điện bao gồm thủy điện công suất lớn hơn 30MW và thủy điện tích năng chiếm 36% (Quyết định số 428/QĐ-TTg, 2016).

Để đáp ứng nhu cầu trên, ngoài việc phát triển nguồn điện, trao đổi và nhập khẩu điện năng thì việc nâng cao hiệu quả khai thác các nhà máy điện hiện có đặc biệt là nâng cao hiệu quả khai thác các bậc thang thủy điện có tỷ trọng công suất lớn sẽ mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn cho hệ thống điện. Một trong những biện pháp có thể thực hiện mang tính khả thi cao để khai thác điện năng có hiệu quả đó là vận hành tối ưu các nhà máy thủy điện dựa trên các mô hình tính toán tối ưu có thể tăng hiệu suất về mặt điện năng hàng năm của trạm thủy điện lên 3-6%.

Ngày nay với việc phát triển của nhiều mô hình tính toán, đã có nhiều mô hình tối ưu ứng dụng trong vận hành hồ chứa thủy điện. Ở Việt Nam các mô hình vận hành hồ chứa thủy điện chủ yếu được tập trung giải quyết bài toán đảm bảo an toàn công trình và chống lũ cho hạ lưu,

đối với mùa cạn thường sử dụng tiêu chuẩn điện năng cung cấp cho hệ thống là lớn nhất. Tuy nhiên, đối với hệ thống điện thì chi phí của hệ thống điện không chỉ là điện năng mà cả việc thay thế tối đa công suất lắp máy của các trạm phát điện khác (nhiệt điện) của hệ thống với mục đích làm giảm công suất lắp đặt cho hệ thống.

Để có thể ứng dụng các mô hình tối ưu trong vận hành hồ chứa thì việc xác định tiêu chuẩn để thực hiện các bài toán tối ưu là hết sức quan trọng. Trong bài báo này, tác giả sử dụng mô hình thuật toán quy hoạch động để nghiên cứu ứng dụng với các tiêu chuẩn tối ưu trong vận hành bậc thang hồ chứa thủy điện sông Đà với sơ đồ hai bậc là Sơn La - Hòa Bình để từ đó phân tích lựa chọn tiêu chuẩn vận hành hợp lý.

2. THIẾT LẬP BÀI TOÁN VẬN HÀNH TỐI ƯU BẬC THANG THỦY ĐIỆN

2.1. Cơ sở khoa học

Cơ sở khoa học của bài toán vận hành tối ưu của hệ thống bậc thang thủy điện lợi dụng tổng hợp được xác lập theo hàm mục tiêu. Hàm mục tiêu tối ưu lợi dụng tổng hợp nguồn nước về nguyên lý chung là hàm đa mục tiêu lợi ích. Hàm tổng quát nhất có thể là lợi ích tổng hợp đối với nền kinh tế quốc dân là lớn nhất. Hoặc có thể là tổng tổn thất đối với các hộ hưởng lợi và hệ thống điện là nhỏ nhất khi không đáp ứng

¹ Trường Đại học Thủy lợi.

được mức đảm bảo thiết kế của các công trình tham gia lợi dụng tổng hợp nguồn nước. Trong nội dung nghiên cứu, tác giả sử dụng hai hàm mục tiêu để so sánh: tối đa về hiệu ích năng lượng phát điện và tối đa tổng lượng điện cung cấp cho hệ thống trong điều kiện đáp ứng các yêu cầu ràng buộc của các hồ chứa và sử dụng tổng hợp nguồn nước.

$$B = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n E_{i,j} \cdot C_{i,j} \rightarrow \max \quad (1)$$

Hoặc:

$$E = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n E_{i,j} \rightarrow \max \quad (1')$$

Trong đó:

B - Tổng lợi ích điện năng thu được trong suốt thời gian vận hành T;

E - Tổng điện năng phát được trong suốt thời gian vận hành T;

j - Thời đoạn tính toán được phân chia đối với thời khoảng thời gian tính toán.

i - Là thứ tự hồ chứa trên hệ thống bậc thang, phân theo thứ tự từ thượng nguồn xuống hạ nguồn.

$E_{i,j}$ - Điện năng của hồ thứ i tại thời đoạn tính toán thứ j;

$$\frac{V_{i,j} - V_{i,j-1}}{\Delta t} = Q_{i,j}^{in} + Q_{i-1,j}^{TB} + Q_{i-1,j}^x - Q_{i,j}^{TB} - Q_{i,j}^x - Q_{i,j}^{tt} \quad (4)$$

Trong đó: $Q_{i,j}^{TB}$, $Q_{i-1,j}^{TB}$ tương ứng là lưu lượng phát điện của trạm thủy điện bậc thứ i và trạm bậc trên trực tiếp trong bậc thang (i-1) trong thời đoạn j.

$Q_{i,j}^x, Q_{i-1,j}^x$ tương ứng là lưu lượng xả không qua phát điện của bậc thứ i và bậc trên i-1, trong thời đoạn j.

$Q_{i,j}^{in}$ - lưu lượng dòng tự nhiên đến công trình không qua điều tiết của bậc thứ i, trong thời đoạn j (nếu phía trên có hồ điều tiết thì đây là lưu lượng tự nhiên do khu giữa tạo nên).

$Q_{i,j}^{tt}$ - lưu lượng tổn thất của bậc thứ i, trong thời đoạn j.

$V_{i,j}$, $V_{i,j-1}$ tương ứng dung tích hồ chứa bậc thứ i và i-1 tại thời đoạn thứ j. Dung tích của các hồ chứa được xác định theo đường quan hệ dung tích và mực nước thượng lưu hồ chứa: $V_{i,j} = f(Z_{i,j})$

$C_{i,j}$ - đơn giá điện năng trung bình thời đoạn j bậc i, đ/kWh;

Điện năng của hồ thứ i tại thời đoạn tính toán thứ j xác định theo công thức (2) và (3):

$$E_{i,j} = N_{i,j} \times \Delta t \quad (2)$$

$$N_{i,j} = 9,81 \times \eta_i \times Q_{i,j}^{TB} \times H_{i,j} \leq N_{i,j}^{kd} \quad (3)$$

$N_{i,j}$ - công suất phát điện trung bình đạt được tại thời đoạn j của trạm thủy điện gắn với hồ thứ i;

Δt - khoảng thời gian tính bằng (giờ) của mỗi thời đoạn tính toán thứ j;

$Q_{i,j}^{TB}$ - lưu lượng trung bình qua nhà máy tại thời đoạn j của trạm thủy điện gắn với hồ thứ i;

η_i - hiệu suất tổng hợp tại bậc thang thứ i (bao gồm giá trị trung bình của hiệu suất turbin, hiệu suất máy phát);

$N_{i,j}^{kd}$ - công suất khả dụng của trạm thứ i tại thời đoạn j.

Lưu lượng sử dụng để phát điện của trạm thủy điện bậc thang thứ i trong thời đoạn j sẽ xác định từ phương trình cân bằng nước viết dưới dạng sai phân:

Cột nước trung bình tại thời đoạn j của trạm thủy điện gắn với hồ chứa thứ i:

$$H_{i,j} = Z_{i,j}^{TL} - Z_{i,j}^{HL} - h_w \quad (5)$$

Trong đó: $Z_{i,j}^{TL}$ là mực nước hồ thứ i tại thời đoạn j; $Z_{i,j}^{HL}$ là mực nước hạ lưu tại trạm thủy điện gắn với hồ thứ i tại thời đoạn tính toán thứ j phụ thuộc vào lưu lượng xả xuống hạ lưu và mực nước thượng lưu hồ bậc thang dưới do nước dâng.

Tổn thất cột nước tại công trình thứ i, phụ thuộc vào lưu lượng phát điện: $h_w = f(Q_{i,j}^{TB})$.

Các điều kiện biên và các giới hạn:

+ Lưu lượng xả xuống hạ lưu ở bậc thứ i, thời đoạn j không nhỏ hơn lưu lượng yêu cầu tối thiểu hạ lưu theo điều kiện duy trì dòng chảy môi trường hoặc nhu cầu cấp nước hạ lưu $Q_{i,j}^{yc}$:

$$Q_{i,j}^{TB} + Q_{i,j}^x \geq Q_{i,j}^{yc} \quad (6)$$

+ Điều kiện giới hạn làm việc của turbin tại bậc i thời điểm j

$$Q_{i,j}^{\min} \leq Q_{i,j}^{TB} \leq Q_{i,j}^{\max} \quad (7)$$

Lưu lượng tối thiểu $Q_{i,j}^{\min}$ của turbin phụ thuộc vào loại turbin. Lưu lượng tối đa qua turbin $Q_{i,j}^{\max}$ được khống chế bởi đặc tính vận hành của turbin và máy phát điện ở bậc thứ i , lưu lượng qua turbin bị giới hạn bởi công suất khả dụng (công suất công tác giới hạn của trạm thủy điện i ở thời điểm j), tuy nhiên điều kiện ràng buộc này trong thuật toán tối ưu không phải để loại bỏ mà để tính điện năng. Khi $Q_{i,j}^{\min} > Q_{i,j}^{TB}$ thì lấy $Q_{i,j}^{TB} = 0$ khi đó từ phương trình cân bằng để tính $Q_{i,j}^x$. Điều kiện cân bằng lưu lượng còn cần lưu ý tất cả thành phần về phải phương trình (4) phải lớn hơn hoặc bằng 0:

+ Điều kiện giới hạn về mực nước:

$$Z_{i,j}^{\min} \leq Z_{i,j} \leq Z_{i,j}^{\max} \quad (8)$$

$Z_{i,j}^{\max}$ mực nước cao nhất của hồ chứa i ở thời đoạn j , có thể là mực nước dâng bình thường hoặc mực nước trước lũ. $Z_{i,j}^{\min}$ là mực nước thấp nhất hồ chứa cho phép, có thể được khống chế do nhu cầu của các ngành tham gia lợi dụng tổng hợp nguồn nước hoặc là mực nước chết của hồ chứa.

2.2. Chế độ làm việc trong hệ thống điện và hiệu ích điện năng

Nhiệm vụ các trạm phát điện là đảm bảo cân bằng năng lượng của hệ thống điện. Đối với các trạm phát điện có khả năng điều tiết thì vị trí làm việc của chúng trên biểu đồ cân bằng năng lượng các thời kỳ là rất quan trọng. Do đó để đánh giá chế độ điều tiết tối ưu của hệ thống cần sử dụng tiêu chuẩn hiệu ích điện năng lớn nhất (1) trong đó việc xác định giá trị điện năng phụ thuộc rất nhiều vào vị trí làm việc của các trạm thủy điện trong cân bằng năng lượng trên biểu đồ phụ tải. Chế độ làm việc của trạm thủy điện phụ thuộc vào vị trí của nó phải đảm nhận trên biểu đồ phụ tải và phân bố năng lượng trong các thời kỳ. Như vậy, tối ưu đơn thuần điện năng (tổng điện năng hoặc tổng điện năng mùa kiệt) thu được của các trạm thủy điện như các tác giả trước đây thường

làm không hoàn toàn hợp lý vì không xét đến chế độ làm việc của các trạm phát điện trên biểu đồ cân bằng công suất của hệ thống.

Thông thường căn cứ vào điện năng đảm bảo của các trạm phát điện người ta tiến hành cân bằng tối ưu vị trí làm việc của chúng trên biểu đồ phụ tải của hệ thống ở các thời kỳ điển hình nhưng khi tính toán vận hành tối ưu lại tính theo tiêu chuẩn điện năng khai thác lớn nhất mà không đánh giá hiệu ích thực sự của chúng trên biểu đồ phụ tải. Mặt khác, việc cân bằng công suất chỉ tính cho một số ngày điển hình trong năm trong khi sự biến đổi phụ tải giữa các ngày trong tuần cũng không được xét đến.

Ngày nay theo cơ chế thị trường, Cơ quan điều tiết điện lực đưa ra các cơ chế để đảm bảo cân bằng phụ tải cho hệ thống bằng cách quy định giá điện năng chung và giá công suất sử dụng trong từng trong các giờ trong các ngày của từng tháng trong năm (Quyết định số 86/QĐ-ĐTĐL, 2016). Điều này dẫn đến điều hành tối ưu của hệ thống hồ chứa bậc thang thủy điện phải dựa trên tiêu chuẩn doanh thu từ việc bán điện (hay còn gọi là hiệu ích điện năng) lớn nhất thông qua giá điện năng bao gồm giá công suất $C_{i,j}$ trong công thức (1).

Để xác định giá trung bình đảm nhận công suất trong từng tháng cần thiết phải xác định vị trí làm việc của các trạm phát điện trên cân bằng phụ tải điện. Trên biểu đồ phụ tải ngày của từng tháng tính toán trong năm ta xây dựng đường lũy tích của biểu đồ phụ tải ngày hình 1 và trên cơ sở đó xác định vị trí làm việc của TTD khi biết điện năng có thể bảo đảm từ nguồn nước và công suất khả dụng của TTD.

Công suất khả dụng của TTD phụ thuộc vào cột nước công tác của turbin, nó bị hạn chế bởi đặc tính turbin được xác định trên đường đặc tính vận hành của tổ máy:

$$N_{i,j}^{kd} = \min \left(N_{i,j}^{lm}, N_{i,j}^{hch} \right) \quad (9)$$

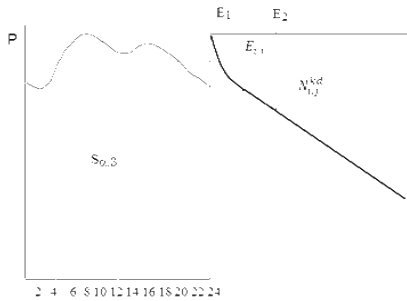
$N_{i,j}^{hch} = 9,81 \cdot Q_{i,j}^{hch} \cdot H_i(1,j) \cdot \eta_{i,j}^{TB} \cdot \eta_{mf} \cdot \eta_{\lambda}$
 $N_{i,j}^{hch}$ - công suất hạn chế do turbin của TTD thứ i ở thời đoạn j .

$Q_{i,j}^{hch}$ - lưu lượng hạn chế do turbin của TTD thứ i ở thời đoạn j phụ thuộc vào cột nước. Với

turbin francis lưu lượng này được lấy trên đường hạn chế 95% công suất turbin, đối với turbin khác lấy theo đường đặc tính độ mở lớn nhất của cánh hướng nước.

ζ_{TB} - hiệu suất turbin xác định trên đường đặc tính turbin phụ thuộc vào cột nước và lưu lượng phát điện; ζ_{mf} - hiệu suất máy phát điện lấy theo đặc tính máy phát.

z_i - số tổ máy của TTD bậc thứ i trong bậc thang.



Hình 1. Sơ họa xác định vị trí làm việc của TTD và đơn giá công suất

Biết vị trí làm việc của TTD trên biểu đồ phụ tải ta có thể xác định được lợi ích điện năng phủ biểu đồ phụ tải ngày trong tuần của TTD (doanh thu từ điện năng) là:

$$B_n = \sum_{i=1}^{24} N_{i,n} \cdot \Delta t \cdot S_{i,n} \quad (10)$$

Trong đó: $N_{i,n}$ - phần công suất công tác của trạm thủy điện trong giờ thứ i của ngày tính toán, n là các ngày trong tuần: ngày làm việc, ngày thứ bảy và ngày chủ nhật, $S_{i,n}$ - tương ứng là đơn giá điện năng trong giờ thứ i của ngày n trong tuần, $\Delta t = 1$ giờ - khoảng thời gian tính toán.

Giá điện năng bao gồm hai thành phần: giá điện năng chung và giá bán công suất (giá theo điện năng):

$$S_{i,n} = S_{i,n}^E + S_{i,n}^P \quad (11)$$

Trong đó: $S_{i,n}^E$ - giá điện năng chung; $S_{i,n}^P$ - giá bán công suất tính theo điện năng.

Giá điện bán điện trung bình ngày trong tháng hoặc trong khoảng thời gian tính toán tương ứng với các tháng tính theo công thức:

$$C_{ij} = \frac{B_{n2-G} \cdot n_{2-G} + B_{n7} \cdot n_7 + B_{nCN} \cdot n_{CN}}{\sum n_t \cdot E_t} \quad (12)$$

Trong đó: B_{n2-G} ; n_{2-G} ; B_{n7} ; n_7 ; B_{nCN} ; n_{CN} tương ứng là doanh thu điện năng và số ngày

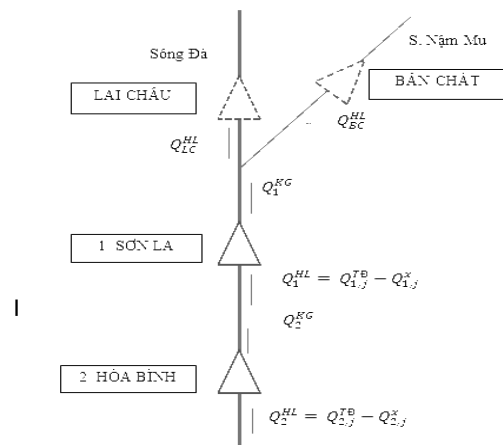
làm việc trong tháng, doanh thu điện năng ngày thứ bảy và số ngày thứ bảy trong tháng, doanh thu điện năng ngày chủ nhật và số ngày chủ nhật trong tháng; Σ^{nt} - số ngày trong tháng tính toán; E_t - điện năng phát điện trong ngày; C_{ij} - đơn giá trung bình bán điện thời đoạn j của bậc thứ i , nó phụ thuộc điện năng trung bình ngày trong thời đoạn và công suất khả dụng.

2.3. Ứng dụng bài toán vận hành tối ưu cho bậc thang Sơn La - Hòa Bình

Để giải bài toán tối ưu các hàm mục tiêu (1) và (1') tác giả sử dụng mô hình tối ưu với thuật toán quy hoạch động (DP) (Hà Văn Khôi, nnk 2013; Phó Đức Anh, nnk 2007; Hà Văn Khôi, nnk 2003).

Sử dụng phần mềm được xây dựng trên cơ sở thuật toán quy hoạch động cho mô hình điều tiết phát điện tối ưu cho hệ thống bậc thang sông Đà với 2 hồ nghiên cứu là Hòa Bình và Sơn La để xây dựng các đường quá trình mực nước tối ưu các năm trong liệt năm lịch sử. Lưu lượng xả qua các hồ Bản Chát, Lai Châu được lấy từ kết quả tính toán thủy năng trong các hồ sơ thiết kế giai đoạn Thiết kế kỹ thuật (TKKT). Tài liệu dòng chảy sử dụng trong tính toán gồm 104 năm thủy văn từ 1902 đến 2006. Lưới trạng thái thời gian tính toán lấy hồ chứa Hòa Bình để phân chia. Trục không gian là mực nước hồ Hòa Bình được chia với khoảng cách $\Delta Z = 0,2m$, hồ Sơn La $\Delta Z = 0,5m$.

Sơ đồ bậc thang thủy điện sông Đà thể hiện trên hình 2, trong đó các thủy điện Bản Chát và Lai châu không nằm trong sơ đồ tối ưu nghiên cứu.



Hình 2. Sơ đồ bậc thang mô hình

3. KẾT QUẢ TÍNH TOÁN

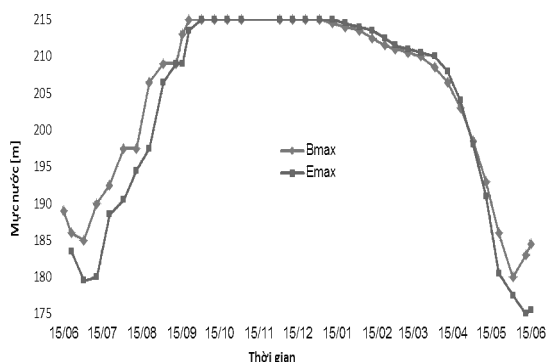
Kết quả tính toán theo 2 phương án hàm mục tiêu cho ở bảng 1.

Bảng 1. Kết quả tính toán điều tiết tối ưu bậc thang hồ thủy điện Sơn La - Hòa Bình

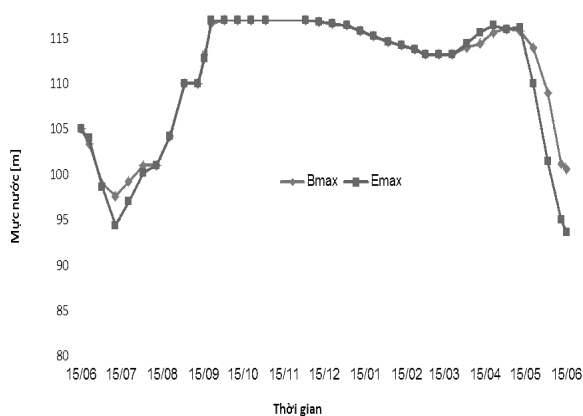
TT	Chỉ tiêu tính toán	Hòa Bình	Sơn La	Cộng
<i>Theo TC Bmax</i>				
1	Điện năng (10^6 kWh)	9.702	11.195	20.897
2	Lợi ích (10^9 VNĐ)			33.614
<i>Theo TC Emax</i>				
1	Điện năng (10^6 kWh)	9.551	11.402	20.953
2	Lợi ích (10^9 VNĐ)			33.556
<i>Theo hồ sơ TK</i>				
1	Điện năng (10^6 kWh)	9.282	10.505	19.787

Từ kết quả tính toán cho thấy rằng điện năng trung bình năm tính với liệt 104 năm theo tiêu chuẩn điều khiển tối ưu có thể mang lại hiệu ích tăng thêm khoảng 5% so với thiết kế. Sự chênh lệch điện năng trung bình năm giữa hai tiêu chuẩn là 56 triệu KWh (0,27%), tuy nhiên hiệu ích kinh tế cho hệ thống lại tăng 58 tỷ đồng (0,17%). Xét về tỷ lệ % chênh lệch giữa hai tiêu chuẩn tối ưu là không lớn vì thực chất chưa xét đến khả năng thay thế công suất lắp đặt của toàn hệ thống điện mà chủ yếu do ảnh hưởng bởi công suất khả dụng (công suất hạn chế) của trạm thủy điện do cột nước thấp hơn cột nước tính toán thiết kế.

Trên hình 3 và hình 4 thể hiện quá trình diễn biến mực nước hồ Sơn La và hồ Hòa Bình trong năm tương ứng tần suất thiết kế.



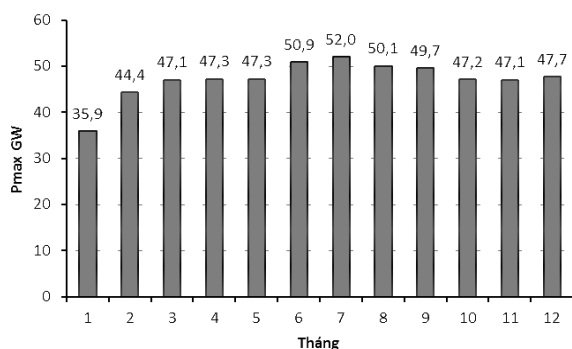
Hình 3. Đường quá trình mực nước tối ưu năm thiết kế (Ptk) hồ Sơn La theo hai tiêu chuẩn.



Hình 4. Đường quá trình mực nước tối ưu năm thiết kế (Ptk) hồ Hòa Bình theo hai tiêu chuẩn

Sử dụng mô hình tính toán kiểm tra theo 2 tiêu chuẩn lợi ích doanh thu do bán điện lớn nhất và điện năng trung bình nhiều năm. Trích đường quá trình mực nước của hồ Sơn La và hồ Hòa Bình năm kiệt tần suất thiết kế (1931-1932) trên hình 3 và hình 4. Từ các hình này ta dễ nhận thấy rằng trong khoảng thời gian từ 15/8 đến 30/3 mặc dù tính theo hai tiêu chuẩn nhưng đường quá trình mực nước thời kỳ này gần như trùng khít nhau. Trong thời gian còn lại bắt đầu từ 1/4 đến 15/8 năm sau mới có sự sai khác. Mực nước hồ Sơn La tính theo tiêu chuẩn tổng hiệu ích điện năng (B) chỉ về mức 180m cuối mùa kiệt. Nếu tính theo tiêu chuẩn tổng điện năng lớn nhất (E) thì hồ Sơn La có thể về mực nước chết 175m. Quy luật này cũng trùng khớp với đường quá trình mực nước của hồ Hòa Bình. Theo tiêu chuẩn B $\rightarrow$ max mực nước hồ Hòa Bình năm kiệt tần suất thiết kế về mức 97,0m, trong khi theo tiêu chuẩn E $\rightarrow$ max thì mực nước cuối mùa kiệt về mức 94,0m. Quá trình thay đổi mực nước hồ theo hai tiêu chuẩn nói trên cũng hoàn toàn tương tự cho các năm thủy văn khác.

Trên các hình 3, 4 dễ nhận thấy rằng đường mực nước các hồ nếu tính theo tiêu chuẩn hiệu ích năng lượng (B) lớn nhất cao hơn trường hợp tính theo tiêu chuẩn tổng điện năng lớn nhất. Có nghĩa là cột nước phát điện của các trạm cao hơn và do đó công suất khả dụng của các trạm thủy điện cũng cao hơn (hình 7).

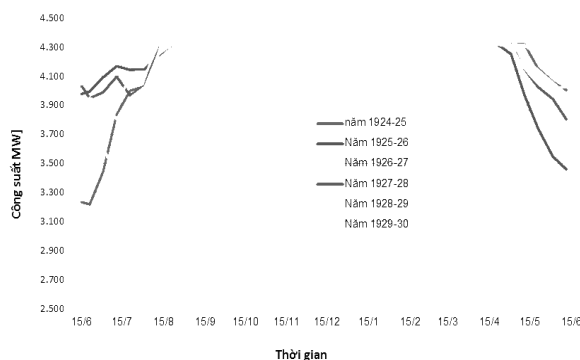


Hình 5. Biểu đồ phụ tải năm lớn nhất Pmax' năm 2020 (theo Tổng sơ đồ VII)

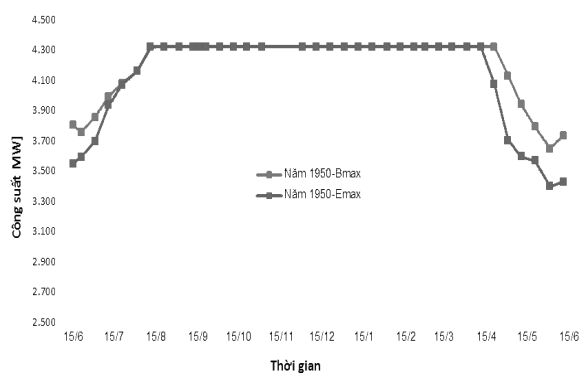
Sự khác nhau về mực nước và do đó khác nhau về cột nước và công suất khả dụng khi tính theo tiêu chuẩn Bmax và Emax có thể giải thích bởi ở thời kỳ căng thẳng của phụ tải (tháng 4÷tháng 8 hình 5) đơn giá công suất lớn (C_{ij}) lớn nên phương án công suất khả dụng lớn trong thời này sẽ có lợi. Vì vậy vào thời kỳ mực nước hồ thấp đến mức cột nước phát điện nhỏ hơn cột nước tính toán (H_{tt}) phương án nâng cao cột nước phát điện sẽ có hiệu quả kinh tế do thành phần tăng giá công suất trong giá bán điện C_{ij} . Ngoài ra, việc tăng công suất khả dụng trong thời gian này sẽ giảm chi phí cho hệ thống vì đây là thời kỳ bất lợi nhất trong cân bằng phụ tải mà trong biểu giá điện cạnh tranh cũng chưa được tính đến.

Trên các hình 6 thể hiện diễn biến tổng công suất khả dụng của thủy điện Sơn La và Hòa Bình trích xuất kết quả tính toán một số năm trong liệt thủy văn nghiên cứu. Kết quả cho thấy khoảng thời gian từ tháng tư đến tháng 8 tổng công suất khả dụng của hai hồ đều giảm và giảm sâu nhất xuống còn 3100 MW trong khi tổng công suất lắp máy của cả hai TĐ là 4320 MW (giảm ~30%). Trong khi vào các tháng 6, 7 nhu cầu phụ tải rất lớn so với các tháng khác trong năm, dòng chảy về hồ tương đối lớn nhưng công suất khả dụng lại giảm nhỏ. Từ tháng 8 đến tháng 4 nhu cầu phụ tải không lớn, không căng thẳng, không yêu cầu công suất huy động lớn ở hai trạm thủy điện này thì tổng công suất khả dụng của chúng lại lớn đến tối đa. Những vấn đề trên gây khó khăn cho việc huy động công suất để cân bằng phụ tải của hệ

thống. Đây là vấn đề mà nếu sử dụng tiêu chuẩn tổng điện năng lớn nhất thì chưa tính được tổn thất do thiếu hụt công suất của hệ thống thời kỳ này. Điều này dẫn đến có thể cần phải xây dựng thêm trạm nhiệt điện mới theo tiến độ tăng phụ tải điện, dẫn đến tăng chi phí cho hệ thống điện lực nói chung.



Hình 6. Đường quá trình công suất khả dụng của TĐ Hòa Bình+ Sơn La trong các năm thủy văn theo tiêu chuẩn Bmax



Hình 7. Đường quá trình công suất khả dụng của TĐ Hòa Bình+Sơn La theo hai tiêu chuẩn

Vì vậy tiêu chuẩn tối ưu phải xét đến điều kiện lợi ích của việc cân bằng công suất thông qua giá bán điện thay đổi theo các giờ trong ngày và các ngày trong tháng, trong năm. Điều đó thể hiện rõ trên biểu đồ huy động năng lượng (công suất trung bình) trong năm của trạm thủy điện Hòa Bình và Sơn La trong năm (hình 8). Trên biểu đồ thấy rõ nếu tính theo tiêu chuẩn $B \rightarrow \max$ thì vào các tháng phụ tải hệ thống lớn (tháng 6, tháng 7) trạm thủy điện huy động được công suất lớn hơn. Có nghĩa là làm lợi cho hệ thống về mặt công suất.



Hình 8. Đường quá trình công suất phát điện hồ Hòa Bình theo 2 tiêu chuẩn

Trên biểu đồ hình 7 cũng cho thấy nếu sử dụng tiêu chuẩn B→max để tính toán điều tiết vận hành vào các tháng mùa kiệt, đầu mùa lũ tổng công suất khả dụng sẽ lớn hơn đáng kể so

với sử dụng tiêu chuẩn E→max.

4. KẾT LUẬN

Từ kết quả tính toán cho bậc thang thủy điện Sơn La - Hòa Bình cho thấy với các trạm thủy điện cho nhiệm vụ cân bằng công suất của hệ thống (nhiệm vụ điều tần) thì tiêu chuẩn đánh giá vận hành tối ưu hồ chứa hoặc bậc thang hồ chứa sử dụng tiêu chuẩn tổng hiệu ích điện năng lớn nhất để tính toán sẽ hợp lý hơn nhằm giảm chi phí đến mức tối thiểu cho hệ thống điện.

Do thành phần C_{ij} trong công thức (1) trong đó có thành phần giá công suất và giá năng lượng là biến động theo cơ chế thị trường nên việc áp dụng tiêu chuẩn Bmax cần được cập nhật khi cơ chế mua bán điện có thay đổi.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Hà Văn Khôi, Hồ Ngọc Dung (2013), “*Xây dựng mô hình tính toán điều tiết phát điện và cấp nước cho hệ thống hồ chứa lợi dụng tổng hợp*”, Tuyển tập Hội nghị Khoa học thường niên, Đại học Thủy lợi, tr.151-152.
- Hà Văn Khôi, Lê Bảo Trung (2003), “*Ứng dụng phương pháp quy hoạch động hai chiều xác định chế độ vận hành tối ưu hệ thống hồ chứa bậc thang phát điện*”, Tạp chí Khoa học kỹ thuật Thủy lợi và Môi trường, tập (1), 37-43.
- Phó Đức Anh, Đặng Hữu Đạo (2007), *Phân tích và tối ưu hóa hệ thống*, NXB Nông Nghiệp, Hà Nội.
- Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016 của Thủ tướng Chính phủ về việc “*Phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030*”.
- Quyết định số 86/QĐ-ĐTĐL của Cục điều tiết điện lực - Bộ Công Thương ngày 23 tháng 12 năm 2016 về việc “*Phê duyệt kế hoạch vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) 2017*”.

Abtrast:

STUDY ON SLECTION OF OPTIMAL OBJECTIVE FUNCTION FOR OPERETING CASCADE HYDROPOWER WORKING ON NATIONAL GRID SYSTEM

There were various studies on optimal operation of cascade hydropower. In these studies, the maximum energy product is a commonly used when developing the optimal model. However, benefits for electric power system is not only total electricity output of hydropower plants but also their ability to participate in load balancing of system. In this study, the author developed a model to calculate the optimal operation of cascade hydropower base on dynamic programming method. Two objective functions were used in this model. The first objective function is maximum energy product and the seconds objective functions is maximum revenue of energy including revenue of availabe capacity. The Son La and Hoa Binh reservoirs were slected as case study. The results show that optimal operation of cascade hydropower with objective function of maximum revenue of energy including revenue of availabe capacity is much better for national gird system.

Keywords: Hoa Binh, Son La, Dynamic programming, optimal operation, Cascade hydropower system

Ngày nhận bài: 28/7/2017

Ngày chấp nhận đăng: 18/8/2017