

NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN QUY TRÌNH VẬN HÀNH PHÁT ĐIỆN HỢP LÝ CHO BẬC THANG THỦY ĐIỆN KRÔNG NÔ 2&3

Nguyễn Văn Nghĩa

Trường Đại học Thủy lợi

Tóm tắt: Trạm thủy điện nhỏ đang được xây dựng và đưa vào vận hành nhiều, phần lớn các trạm thủy điện này có hồ điều tiết ngày đêm và làm việc trong hệ thống bậc thang, do vậy cần lựa chọn phối hợp vận hành các trạm thủy điện này một cách hợp lý nhằm mang lại doanh thu cao nhất. Bài báo phân tích các phương án vận hành của hai trạm thủy điện Krông Nô 2&3 trên cùng bậc thang, từ đó tìm ra trường hợp vận hành hiệu quả nhất. Kết quả cho thấy, cả hai trạm thủy điện này đều vận hành theo phương án 2 sẽ cho doanh thu cao nhất cho chủ đầu tư.

Từ khóa: Trạm thủy điện, bậc thang, doanh thu, điều tiết ngày, phương án vận hành.

Summary: Small hydropower construction investment is building and is operating more and more, most of these small hydroelectric stations have a daily regularly reservoir and they work on the same river system, otherwise, it needs choosing an operational model together of these hydropowers for the most effective revenue. This paper analyze some cases operating two hydropowers Krong No2&3 in the same cascade, then choosing an operational method the most effective. The results show that these hydropowers operate following the case 2 which gives the most effective revenue.

Keywords: Hydroelectric plant, the same river system, revenue, daily regulation, operational case.

1. GIỚI THIỆU

Thủy điện là một nguồn năng lượng có rẻ, sạch, đáng tin cậy, bền vững. Điều kiện duy nhất để sử dụng được nguồn thủy năng là sự chuyển động của dòng nước trong kênh, sông và thủy triều ở đại dương. Năng lượng thủy điện là một dạng của năng lượng của các nguồn năng lượng tái tạo. Ngày nay sự phát triển của thủy điện trải khắp các nước trên thế giới, từ các nước giàu có phát triển đến các nước kém và đang phát triển, tính đến năm 2008 trên thế giới đã có 160 nước đã có nguồn năng lượng thủy điện trong hệ thống điện, [9].

Trong quá trình phát triển kinh tế đất nước, nhất là những năm gần đây đòi hỏi độ tăng về công suất và điện năng rất lớn. Nhằm đáp ứng được nhu cầu dùng điện ngày càng tăng cần có

kế hoạch phát triển các nguồn điện trong đó có thủy điện. Tùy theo tiêu chí phân loại của từng nước mà công suất của thủy điện nhỏ có khác nhau. Theo quy định hiện hành hiện nay ở Việt Nam [6] với các trạm thủy điện nhỏ ($N_{lm} \leq 30MW$) thì được áp dụng biểu giá chi phí tránh được, biểu giá bán điện được phân ra giá cho các khung giờ khác nhau và trong các mùa khác nhau.

Hiện nay thủy điện nhỏ được quan tâm và đầu tư nhiều do có ưu đãi như một dạng năng lượng tái tạo. Theo kết quả công bố của tổng sơ đồ điện VII, số dự án thủy điện nhỏ được xây dựng và đưa vào vận hành trong những năm tới là rất lớn. Thực tế trong quá trình thiết kế và phê duyệt các dự án thủy điện nhỏ điều tiết ngày đều yêu cầu lập và lập quy trình vận hành chung cho trạm thủy điện, tuy nhiên chủ yếu tập trung vào quy trình vận hành xả lũ, còn vận hành phát điện cụ thể như thế nào thì chưa được đề cập đến hoặc nếu có cũng chỉ ở

Ngày nhận bài: 30/5/2017

Ngày thông qua phản biện: 28/7/2017

Ngày duyệt đăng: 8/12/2017

mức tính toán thủy năng mô phỏng sơ bộ.

Cho đến nay đã có một số công trình nghiên cứu nhằm tìm ra phương pháp vận hành hiệu quả cho các trạm thủy điện (TTĐ) nhỏ với các hình thức khai thác và điều tiết khác nhau.

Nguyễn Thị Nhớ [3] đã nghiên cứu tính toán vận hành cho trạm thủy điện đơn lẻ đường dẫn dài có xét đến đặc tính thiết bị, tuy nhiên chỉ tính toán cho một khung giờ cao điểm thay vì hai khung giờ cao điểm theo biểu đồ phụ tải ngày đêm đồng thời tính toán cho TTĐ độc lập.

Hồ Sỹ Dự và nnk cũng đã đề xuất lý thuyết chung để nâng cao hiệu quả phát điện các trạm thủy điện có hồ chứa điều tiết ngắn hạn làm việc trong hệ thống điện lực cũng đã được nêu ra. Trong nghiên cứu này nhóm tác giả đã nêu lên nguyên lý chung để nâng cao hiệu quả phát điện khi giá bán điện áp dụng là biểu giá chi phí tránh được cho những dự án năng lượng tái tạo, giá bán điện được chia ra các khung giờ cao điểm-trung bình-thấp điểm. Tuy nhiên việc áp dụng cụ thể cho từng trạm thủy điện khác nhau chưa được đề cập đến [1], [2].

Từ những đặc điểm trên đồng thời bậc thang thủy điện Krông No 2 & 3 nói riêng và Miền Trung-Tây Nguyên nói chung chưa được nghiên cứu lập quy trình vận hành tối ưu phát điện cho nên việc “**Nghiên cứu cơ sở khoa học tối ưu vận hành phát điện cho bậc thang thủy điện nhỏ điều tiết ngày Krông Nô 2&3 khi tham gia thị trường điện Việt Nam**” là cần thiết. Mục tiêu của đề tài là nghiên cứu cơ sở khoa học để tìm quy trình phát điện tối ưu giai đoạn vận hành cho thủy điện nhỏ điều tiết ngày đêm của bậc thang thủy điện Krông Nô 2 và 3 của xã Krông Nô, huyện Lắk, tỉnh Đắk Lắk khi tham gia vào thị trường điện Việt Nam từ sau năm 2017.

Đề xuất quy trình vận hành phát điện tối ưu cho bậc thang thủy điện Krông No 2 và 3 trong một số kịch bản bán điện khác nhau: kịch bản theo biểu giá chi phí tránh được theo quy định hiện hành và kịch bản chào giá cạnh tranh.

Hàm mục tiêu là Doanh thu năm lớn nhất cho bậc thang.

2. MÔ HÌNH TOÁN VÀ ĐỐI TƯỢNG NGHIÊN CỨU

2.1. Mô hình toán

Bài báo tài tập trung vào nghiên cứu hai phương án vận hành khác nhau để tìm ra phương pháp vận hành thích hợp cho từng công trình.

- **Phương án 1:** Vận hành tối đa công suất vào giờ cao điểm nhưng khi lưu lượng nước đến nhỏ cần tính toán sử dụng nước sao cho đầu giờ cao điểm thứ nhất ngày hôm sau (9h30) có nghĩa là hồ sẽ được tích đầy trước 9h30 ngày hôm sau bất kể lượng nước đến nhiều hay ít.

- **Phương án 2:** Vận hành tối đa công suất vào giờ cao điểm, khi lượng nước đến ít thì lấy nước từ hồ để phát điện đến MNC, như vậy trong ngày tiếp theo mực nước hồ có thể chưa đạt đến MNDBT trước 9h30 nếu lượng nước đến nhỏ.

2.1.1. Phương án 1

Mô hình toán được lập cho việc mô phỏng quá trình vận hành của các TTĐ nhỏ điều tiết ngày đêm làm việc trong bậc thang. Các TTĐ này là trạm thủy điện do tư nhân đầu tư nên hàm mục tiêu của bài toán là **DOANH THU** từ bán điện năm đạt giá trị lớn nhất. Vì là TTĐ điều tiết ngày đêm nên chu kỳ điều tiết phát điện diễn ra trong 24h, do vậy để đạt doanh thu năm lớn nhất thì doanh thu hàng ngày phải đạt giá trị lớn nhất.

$$B = \sum_i^{24} B_i = \sum_i^{24} E_i \cdot g_i \Rightarrow \max \quad (1)$$

Ở đây: B là doanh thu từ bán điện trong một ngày đêm; B_i là doanh thu từ bán điện thu được ở giờ thứ i ; E_i và g_i lần lượt là điện năng thương phẩm và giá bán điện ở giờ thứ i ; 24 là số giờ trong ngày.

$$E_i = N_i \cdot t_i \quad (2)$$

N_i và t_i lần lượt là công suất trung bình và thời gian (giờ) tương ứng với công suất phát N_i .

Mặt khác đây là các TTD nhỏ có công suất nhỏ hơn 30MW hoặc công suất trung bình các trạm trên bậc thang nhỏ hơn 30MW nên theo quy định số 18/2008/QĐ-BCT của Bộ công thương giá bán điện sẽ được áp dụng biểu giá chi phí tránh được [6]. Giá bán điện được tính theo các khung giờ Cao điểm-trung bình-thấp điểm cho cả mùa khô và mùa mưa, điện năng dư vào mùa mưa. Giờ cao điểm được quy định từ 9h30 đến 11h30 sáng và từ 17h đến 20h tối, giờ thấp điểm từ 22h đến 4h sáng hôm sau, các giờ còn lại là giờ trung bình, ngày chủ nhật không có giờ cao điểm. Với biểu giá bán điện theo quyết định số 5106/QĐ-BCT ban hành ngày 29/12/2016 áp dụng cho năm 2017 thì giá bán điện giờ cao điểm mùa khô (~2800đ/kwh) là cao vượt trội so với các khung giờ còn lại (~610đ/kwh) [7]. Do vậy, hàm mục tiêu (1) chuyển sang dạng tối ưu điện năng giờ cao điểm mùa khô như phương trình (3) sau đây.

$$E_{cd}^{mk} = \sum_{i=1}^{T_{cd}} E_i^{cd} = \sum_{i=1}^{T_{cd}} N_i t_i \Rightarrow \max \quad (3)$$

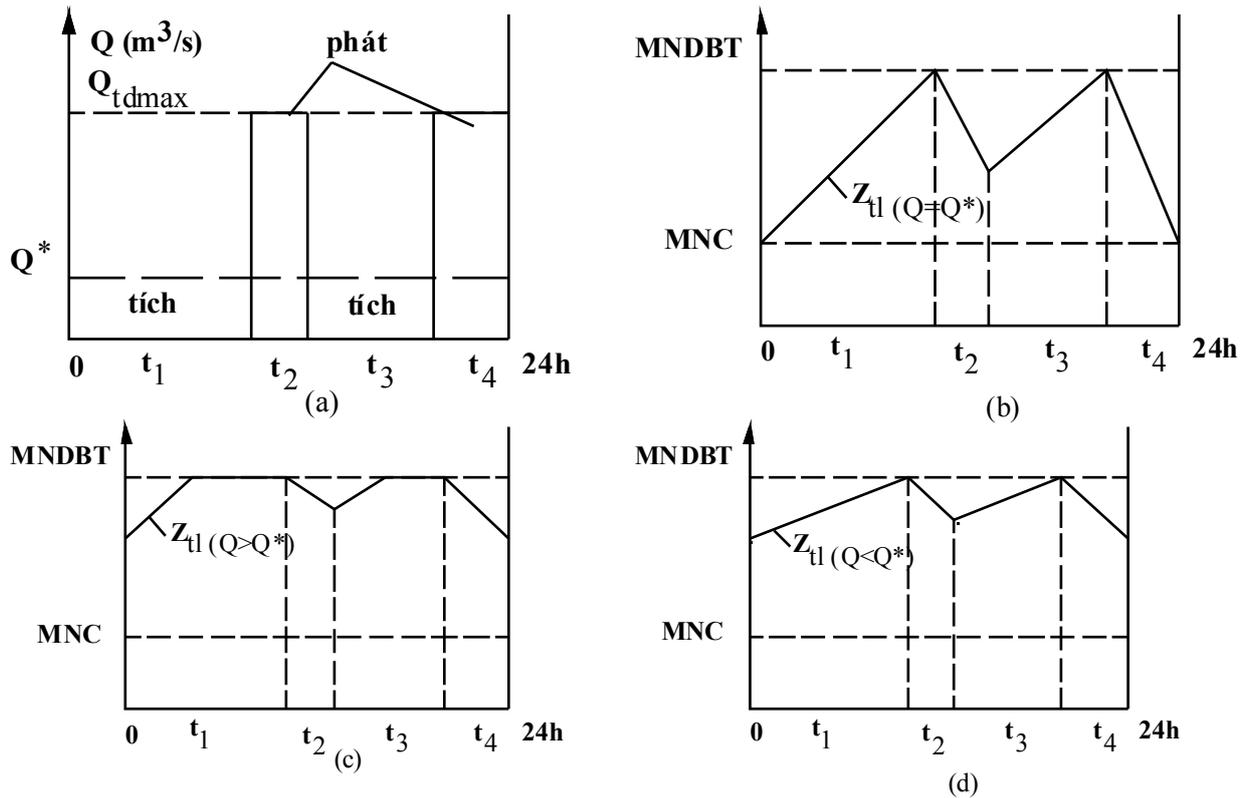
$N_i; t_i$ lần lượt là công suất và khoảng thời gian tương ứng thứ i của khung giờ cao điểm ($i=1 \div 5$).

Để đảm bảo phát được điện năng tối đa vào giờ cao điểm thì thời điểm trước 9h30 hồ phải ở mức nước dâng bình thường (MNDBT), do vậy các khung giờ khác trong ngày hồ sẽ tích nước để hồ đạt MNDBT cho ngày phát kế tiếp. Điều này sẽ có lợi về mặt công suất và điện năng so với việc vận hành hồ từ mức nước chết (MNC) lên đến MNDBT [2]; [4], nhất là đối với các trạm

thủy điện có cột nước thấp. Việc hạ mực nước hồ cuối giờ cao điểm thứ hai (lúc 20h) xuống bao nhiêu cần căn cứ vào lưu lượng nước đến hồ của ngày hôm sau (Hình 1). Như vậy, để vận hành được như trên đòi hỏi phải có dự báo chính xác lưu lượng nước đến của ngày hôm sau.

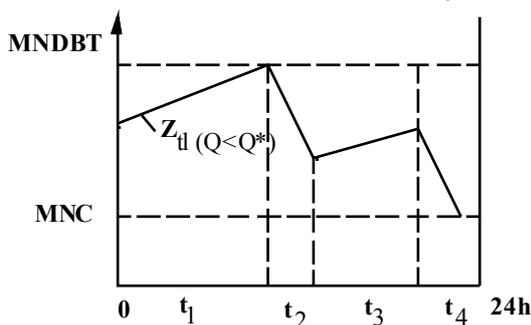
Để có kết quả dự báo chính xác cần có trạm đo thủy văn, nhưng thông thường các TTD nhỏ khi xây dựng không có các trạm đo thủy văn trong lưu vực nên việc dự báo gặp khó khăn. Mặt khác, trong thực tế vận hành thì các tháng mùa khô lưu lượng thay đổi rất ít trong tháng nên có thể vừa căn cứ vào lưu lượng của ngày hôm trước kết hợp việc đo mực nước hồ, theo dõi thông báo dự báo khí tượng để có được kết quả dự báo dòng chảy hợp lý.

Giả sử Q^* là lưu lượng đến sao cho đủ tích nước để phát tối đa công suất vào các khung giờ cao điểm (Hình 1a) thì, ứng với cấp lưu lượng này thì mực nước trong hồ trong một ngày sẽ dao động từ mực nước từ MNC đến MNDBT rồi trở về MNC (Hình 1b). Trường hợp lưu lượng nước đến $Q > Q^*$ thì hồ chứa không cần phải hạ mực nước về MNC ở cuối khung giờ cao điểm thứ hai mà vẫn đảm bảo phát được công suất tối đa vào các giờ cao điểm (Hình 1c). Khi lưu lượng nước đến $Q < Q^*$ thì hồ chứa không thể hạ mực nước xuống tới MNC vào cuối khung giờ cao điểm thứ hai để đảm bảo ngày hôm sau hồ tích đầy nước tới MNDBT (Hình 1d). Khi lưu lượng đến hồ lớn hơn lưu lượng lớn nhất của nhà máy tại thời điểm tương ứng thì cho TTD phát với công suất tối đa và giữ mực nước hồ luôn ở MNDBT.



Hình 1: (a) Sơ đồ tích nước giờ thấp điểm và trung bình-phát tối đa công suất giờ cao điểm ($Q=Q^*$); (b) Biến thiên mực nước hồ trong ngày khi $Q=Q^*$; (c) Biến thiên mực nước hồ trong ngày khi $Q>Q^*$; (d) Biến thiên mực nước hồ trong ngày khi $Q<Q^*$; Ở đây: t_2 và t_4 là khung giờ cao điểm; t_1 và t_3 là khung giờ thấp điểm và trung bình; Q_{tdmax} là lưu lượng lớn nhất chảy qua nhà máy thủy điện ứng với cột nước thiết kế. [4]; [5].

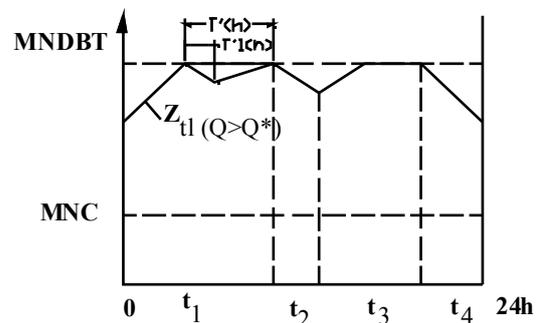
Trường hợp vận hành theo phương án 2, khi lưu lượng đến nhỏ ($Q<Q^*$) thì mực nước trong hồ sẽ biến đổi theo như hình 2 sau đây



Hình 2: Biến thiên mực nước trong hồ khi lưu lượng nước đến nhỏ, $Q<Q^*$. [4]; [5].

Khi hồ tích đầy tới MNDBT mà chưa đến giờ cao điểm để huy động công suất thì tùy theo lưu lượng thiên nhiên đến nhiều hay ít để cho nhà máy phát theo công suất tối thiểu (N_{min}), phát

một tổ máy hay phát lớn hơn. Như vậy phần lưu lượng phát điện (Q_i) khi hồ đạt MNDBT hoàn toàn phụ thuộc vào lưu lượng thiên nhiên đến, nếu lưu lượng thiên nhiên đến (Q_n) không đủ phát N_{min} thì cần cấp từ hồ ra và thời gian cấp được xác định như Hình 3 sau:



Hình 3: Biến đổi mực nước thượng lưu hồ trong ngày khi lưu lượng đến nhỏ hơn lưu lượng tối thiểu của turbine trong trường hợp hồ đã tích đến MNDBT. [4]; [5].

Giả sử hồ đã đầy và còn T' (h) nữa mới đến giờ cao điểm, lúc này sẽ cho TTD phát với Q_{min} trong khoảng thời gian T_1' (h); giả sử lưu lượng thiên nhiên đến trong ngày không đổi thì T_1' xác định như sau:

$$T_1' = \frac{Q_m T'}{Q_{min}} \quad (4)$$

Sau thời gian phát T_1' (h) thì dừng máy và tích nước trở lại để đảm bảo 9h30 hồ sẽ ở MNDBT.

Trong các giờ cao điểm thì lưu lượng phát điện gồm Q_m cộng thêm phần lưu lượng cấp ra từ hồ chứa (Q_c). Ở đây, lưu lượng cấp ra từ hồ vào khung giờ cao điểm được xác định theo công thức (5) sau đây:

$$Q_{ci} = \min \left(\max(Q_{kdi} - Q_{mi}; 0); \frac{V_{hi}^{cli-1}}{t_i \cdot 3600} \right); (m^3/s) \quad (5)$$

Ở đây, Q_{kd} là lưu lượng phát tương ứng với công suất khả dụng tại thời điểm thứ i , Q_{kd} phụ thuộc vào công suất khả dụng (N_{kd}), N_{kd} phụ thuộc vào cột nước phát điện.

V_{hi}^{cli-1} là phần dung tích điều tiết (hữu ích) còn lại ở thời điểm thứ $i-1$, $V_{hi}^{cli-1} \leq V_{hi}^{ng}$. Phần dung tích điều tiết trong ngày (V_{hi}^{ng}) dao động trong khoảng từ 0 đến V_{hi} tùy thuộc vào lượng nước đến của ngày kế tiếp; V_{hi} là phần dung tích hữu ích thiết kế ứng với MNDBT và mực nước chết (MNC) thiết kế. Để đảm bảo đầu giờ cao điểm (9h30) ngày hôm sau mực nước hồ sẽ được tích đầy thì:

$$V_{hi}^{ng} = \min(V_{cd}^{yc}, V_{hi}, V_{tichi+1}) \quad (6)$$

Ở đây, V_{cd}^{yc} là dung tích yêu cầu để đủ phát công suất tối đa vào các khung giờ cao điểm, được xác định theo công thức (7):

$$V_{cd}^{yc} = \max(Q_{kdi} - Q_{mi}; 0) T_{cd} \quad (7)$$

$V_{tichi+1}$ là dung tích nước được tích trong toàn bộ số giờ thấp điểm và trung bình của ngày kế tiếp, được xác định theo công thức (8) sau:

$$V_{tichi+1} = Q_{i+1} \cdot 13,5 \quad (8)$$

Công suất phát điện ở một thời điểm bất kỳ trong ngày được xác định:

$$N_i = 9,81 \eta_{tbi} \eta_{mfi} \cdot Q_i \cdot H_i \quad (9)$$

Ở đây, Q_i và N_i cần đảm bảo điều kiện ràng buộc về lưu lượng công suất:

$$Q_{min} \leq Q_i \leq Q_{kdi} \quad (10)$$

$$N_{min} \leq N_i \leq N_{kdi} \quad (11)$$

Q_{min} ; Q_{kdi} lần lượt là lưu lượng tối thiểu của tổ máy và lưu lượng khả dụng của nhà máy thủy điện, lưu lượng khả dụng phụ thuộc vào cột nước phát điện trong khi lưu lượng nhỏ nhất phụ thuộc vào điều kiện kỹ thuật của turbine, yêu cầu lợi dụng tổng hợp phía hạ lưu, yêu cầu dòng chảy môi trường sinh thái,... và $Q_{kdi} \leq Q_{tdmax}$.

N_{min} ; N_{kdi} lần lượt là công suất tối thiểu của tổ máy và công suất khả dụng của nhà máy thủy điện, công suất khả dụng phụ thuộc vào cột nước phát điện.

Q_i ; H_i lần lượt là lưu lượng phát điện, cột nước trung bình phát điện giờ thứ i ,

η_{tbi} ; η_{mfi} lần lượt là hiệu suất của tua-bin, máy phát điện tương ứng ở giờ thứ i .

Hiệu suất của turbine η_{tbi} phụ thuộc vào lưu lượng và cột nước tương ứng ở giờ thứ i . Như vậy, việc lựa chọn số tổ máy làm việc để đạt được điện năng giờ cao điểm cũng như tổng điện năng nhiều nhất trong ngày ngoài việc phụ thuộc vào lưu lượng nước đến còn phụ thuộc đáng kể vào đặc tính đường ống (quan hệ tổn thất cột nước Q - h_w) và đặc tính turbine.

Cột nước phát điện được xác định theo công thức:

$$H_i = \bar{Z}_{ti} - \bar{Z}_{hl}(Q_i) - h_w(Q_i) \quad (12)$$

Trong đó, \bar{Z}_{ti} là mực nước thượng lưu trung bình của hồ chứa ở thời điểm thứ i

$$\bar{Z}_{ii} = Z(\bar{V}_i) = Z\left(\frac{V_{i-1} + V_i}{2}\right) \quad (13)$$

Ngoài ra còn đảm bảo điều kiện ràng buộc về mực nước thượng lưu của hồ chứa:

$$MNC \leq Z_{ii} \leq MNDBT \quad (14)$$

Đối với các trạm thủy điện ở thượng bậc thang lưu sử dụng các công thức từ (1) đến (14), còn với ở hạ lưu bậc thang, lượng nước đến là tổng lượng nước xả của nhà máy phía trên cộng với lượng nước khu giữa. Ngoài ra cần xét đến độ “trễ” của dòng chảy khi chảy từ hạ lưu nhà máy phía thượng lưu về đến hồ chứa của nhà máy phía dưới, lưu lượng chảy đến hồ hạ lưu tại thời điểm t (s) sẽ bằng lưu lượng ở hạ lưu nhà máy thủy điện phía thượng lưu tại thời điểm $t - \tau$ (s), với τ là độ “trễ” do thời gian chảy truyền trên khu giữa.

Khi có yêu cầu về dòng chảy môi trường hay yêu cầu lợi dụng tổng hợp (LDTH) ở hạ lưu, với thủy điện kiểu đường dẫn thì lưu lượng nước này sẽ không đi qua nhà máy thủy điện mà xả từ tuyến đập thông qua các công trình xả.

Đối với thủy điện kiểu đập, nếu lưu lượng xả môi trường hay nhu cầu LDTH lớn hơn lưu lượng tối thiểu để chạy một tổ máy thì cho nhà máy vận hành với cấp lưu lượng này. Khi lưu lượng này nhỏ hơn lưu lượng tối thiểu để chạy một tổ máy, trong thời điểm tích nước sẽ xả bỏ lưu lượng này mà không chạy máy, khi hồ đã đầy thì tương tự trường hợp phương trình (4) ở trên. Khi lưu lượng đến lớn hơn yêu cầu dung nước ở hạ lưu thì phần lưu lượng được cấp vào giờ cao điểm được xác định theo công thức (8') sau:

$$V_{tich+1} = (Q_{i+1} - Q_{LDTH}) \cdot 13,5 \quad (8')$$

Ở đây, trị số 13,5 là tổng số giờ của các khung giờ thấp điểm và cao điểm tính từ khung giờ cao điểm thứ 2 (17h đến 20h) đến khung giờ cao điểm thứ nhất của ngày hôm sau (9h30 đến 11h30).

2.1.2. Phương án 2

Đối với phương án vận hành này, cho TTĐ phát tối đa công suất vào giờ cao điểm, khi lượng nước đến ít thì lấy nước từ hồ để phát điện đến khi hồ về đến MNC, như vậy trong ngày tiếp theo mực nước hồ có thể chưa đạt đến MNDBT trước 9h30 nếu lượng nước đến nhỏ. Như vậy mô hình toán tương tự như đối với phương án 1, tuy nhiên phương trình (6) sẽ chuyển sang dạng (6') như sau:

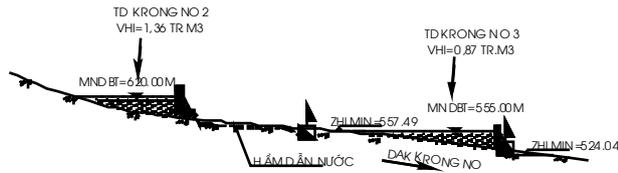
$$V_{hi}^{ng} = \min(V_{cd}^{yc}, V_{hi}) \quad (6')$$

Khi sử dụng phương trình (6') có nghĩa là nếu thiếu nước thì hồ sẽ tiếp tục hạ mực nước (có thể đến MNC) để cấp nước vào khung giờ cao điểm. Như vậy, khi vận hành theo phương án này thì cột nước phát điện sẽ thấp hơn phương án 1.

2.2. Đối tượng áp dụng

Đối tượng áp dụng là bậc thang thủy điện Krông Nô 2 & 3, đây đều là các trạm thủy điện nhỏ có hồ điều tiết ngày, được áp dụng biểu giá chi phí tránh được khi bán điện. Thủy điện Krông Nô 2 và Krông Nô 3 là hai trong các dự án thủy điện bậc thang trên sông Krông Nô. Sông Krông Nô là nhánh cấp I của sông Srepok. Dòng chính sông Krông Nô bắt nguồn ở vùng núi có độ cao trên 2000m. Từ nguồn về, sông chính chảy theo các hướng Đông Bắc-Tây Nam, Đông Nam-Tây Bắc rồi hợp lưu với sông Krông Ana tạo thành sông Srepok. Lưu vực Sông Krông Nô có chung đường lưu với lưu vực sông Đồng Nai ở phía Nam. Biên giới Căm Pu Chia ở phía Tây, lưu vực sông Cái, lưu vực sông Ba ở phía Đông và lưu vực sông Krông Ana ở phía Bắc. Tổng diện tích lưu vực sông Krông Nô là 4620km², chiều dài sông 156km [8].

Công trình Krông Nô 2 là bậc thang trên (Hình 4), được khai thác dạng đập kết hợp đường hầm dẫn nước để tạo cột nước: Tuyến đập có vị trí địa lý 108°17'05" kinh độ Đông và 12°12'32" vĩ độ Bắc, thuộc xã Krông Nô, huyện Lắk, tỉnh Đắk Lắk. Tuyến nhà máy nằm ở hạ lưu đập 5,9km về phía hạ lưu.



Hình 4: Sơ đồ khai thác bậc thang thủy điện Krông Nô 2&3.

Công trình Krông Nô 3 là bậc thang dưới, được khai thác dạng đập: vị trí địa lý $108^{\circ}20'25''$ kinh độ Đông và $12^{\circ}14'45''$ vĩ độ Bắc. Vị trí tuyến đập Krông Nô 3 cách tuyến đập Krông Nô 2 khoảng 13km về phía thượng lưu.

Các tài liệu đầu vào phục vụ tính toán mô phỏng bao gồm: chuỗi dòng chảy ngày đêm, quan hồ chứa, quan hệ mực nước hạ lưu, quan hệ tổn thất cột nước trên tuyến năng lượng...

3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU VÀ THẢO LUẬN

Các trường hợp tính toán được đưa ra gồm:

- Trường hợp 1: TTĐ Krông Nô 2 phát theo phương án 1; TTĐ Krông Nô 3 phát theo phương án 1.
- Trường hợp 2: TTĐ Krông Nô 2 phát theo phương án 1; TTĐ Krông Nô 3 phát theo phương án 2.

- Trường hợp 3: TTĐ Krông Nô 2 phát theo phương án 2; TTĐ Krông Nô 3 phát theo phương án 1.

- Trường hợp 4: TTĐ Krông Nô 2 phát theo phương án 2; TTĐ Krông Nô 3 phát theo phương án 2.

Trong các trường hợp tính toán, thời đoạn mô phỏng vận hành được coi là trùng pha giữa hai trạm do kênh xả thủy điện Krông Nô 2 xả trực tiếp vào hồ Krông Nô 3. Mặt khác, do giá bán điện giờ cao điểm mùa khô cao vượt trội so với các khung giờ còn lại nên với lượng nước nào đó sẽ ưu tiên sử dụng tối đa để phát vào giờ cao điểm, các khung giờ còn lại sẽ tích nước vào hồ, nếu hồ đầy sẽ cho TTĐ làm việc với lưu lượng thiên nhiên hoặc Q_{min} . Trong phạm vi bài báo này, giá trị hiệu suất của TTĐ được lấy là hiệu suất bình quân, giá trị này lấy từ hồ sơ thiết kế kỹ thuật-BVTC và hồ sơ trúng thầu thiết bị. Như vậy hệ số công suất 8,7 cho tất cả các thời đoạn tính toán.

Kết quả tính toán mô phỏng sử dụng chuỗi dòng chảy ngày từ năm 1977 đến 2014 cho tổ hợp Krông Nô 2-Krông Nô 3 theo 4 trường hợp nêu trên được thể hiện trong Bảng 10 và Bảng 11 sau đây.

Bảng 1: Kết quả mô phỏng vận hành liên hồ Krông Nô 2&3 cho từng phương án

TT	Thông số	Đơn vị	KN2-PA1			KN2-PA2		
			KN2-PA1	KN3-PA1	KN3-PA2	KN2-PA2	KN3-PA1	KN3-PA2
1	Điện năng trung bình nhiều năm Eo	triệu kwh	107,132	64,348	64,312	107,067	67,046	67,023
2	Điện năng cao điểm mùa mưa	triệu kwh	8,274	4,918	4,923	8,276	4,943	4,946
3	Điện năng trung bình mùa mưa	triệu kwh	16,635	9,604	9,566	16,598	9,618	9,585
4	Điện năng thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	7,834	4,520	4,504	7,820	4,527	4,512
5	Điện năng cao điểm mùa khô	triệu kwh	32,301	19,446	19,675	32,420	19,786	19,989
6	Điện năng trung bình mùa khô	triệu kwh	28,883	17,751	17,567	28,760	19,427	19,282
7	Điện năng thấp điểm mùa khô	triệu kwh	13,205	8,109	8,077	13,193	8,745	8,709

Bảng 2: Tổng hợp kết quả mô phỏng vận hành liên hồ Krông Nô 2+3

TT	Thông số năng lượng	Đơn vị	TH1	TH2	TH3	TH4
1	Điện năng trung bình nhiều năm Eo	triệu kwh	171,480	171,444	174,113	174,090
2	Điện năng cao điểm mùa mưa	triệu kwh	13,192	13,197	13,219	13,222
3	Điện năng trung bình mùa mưa	triệu kwh	26,239	26,201	26,216	26,183
4	Điện năng thấp điểm mùa mưa	triệu kwh	12,354	12,339	12,347	12,332
5	Điện năng cao điểm mùa khô	triệu kwh	51,747	51,976	52,206	52,409
6	Điện năng trung bình mùa khô	triệu kwh	46,634	46,450	48,187	48,042
7	Điện năng thấp điểm mùa khô	triệu kwh	21,314	21,281	21,938	21,902
Doanh thu trung bình nhiều năm						
8	Giá bán điện theo quyết định 5106/QĐ-BCT ngày 29/12/2016 áp dụng cho 2017	tỷ đồng	220,404	220,895	223,034	223,474

Từ Bảng 10 và Bảng 11 cho thấy, khi hồ Krông Nô 2 (KN2) ở thượng lưu thay đổi phương án vận hành từ 1 sang 2 thì không làm thay đổi nhiều sản lượng điện của chính công trình này (điện năng cao điểm mùa khô tăng nhẹ) nhưng làm thay đổi đáng kể sản lượng điện của Krông Nô 3 (KN3) ở hạ lưu. Do vậy KN2 vận hành theo PA2 sẽ mang lại hiệu quả cao hơn cho hệ thống bậc thang KN2-KN3.

Tương tự như vậy, việc thay đổi phương án vận hành từ 1 sang 2 cũng không làm thay đổi nhiều điện năng của KN3, chỉ tăng nhẹ sản lượng điện cao điểm mùa khô. Nguyên nhân một phần do cột nước của KN3 thấp nên việc điện năng tăng thêm do lấy nước từ dung tích hữu ích không lớn hơn nhiều lượng điện năng mất đi do cột nước bị hạ thấp.

Về tổng thể, việc KN2 vận hành theo PA2 sẽ mang lại lợi ích lớn hơn cho bậc thang, điều này là có thể được giải thích do việc sử dụng dung tích hữu ích sẽ tăng được nhiều điện năng hơn do sản lượng điện giảm do mất cột nước. Đồng thời khi KN2 vận hành theo PA2 sẽ làm cho lưu lượng phát điện chảy về KN3

tương đối điều hòa nên KN3 sẽ chỉ cần điều tiết khu giữa.

Như vậy trường hợp 4 (cả KN2 và 3 vận hành theo PA2) sẽ cho doanh thu cao nhất khi bán điện theo giá bán quy định trong biểu giá chi phí tránh được năm 2017 [12], phương án vận hành này vừa đảm bảo không phải xả thừa do sai số dự báo thủy văn. Ngoài ra khi vận hành trong trường hợp này, khi dự báo có mưa lớn thì hoàn toàn tận dụng lượng nước trong hồ khi hạ thấp mực nước để đón mưa.

4. KẾT LUẬN

Bài báo đã tập trung nghiên cứu đưa ra hai phương án vận hành phù hợp cho các hồ điều tiết ngày áp dụng biểu giá chi phí tránh được. Từ đó xây dựng thuật toán và áp dụng cho bậc thang thủy điện KN2-KN3 trên dòng sông Krông Nô.

Kết quả mô phỏng vận hành cho thấy cả hai hồ đều vận hành theo phương án 2 sẽ mang lại hiệu quả cao cho hệ thống bậc thang. Trường hợp vận hành liên hồ sẽ mang lại hiệu quả cao hơn khi xét các hồ làm việc độc lập nhau. Kiến nghị chọn phương thức vận hành 2 cho cả hai công trình./

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Hồ Sỹ Dư, Hồ Ngọc Dung, Hồ Sỹ Mão (2013). “Vận hành trạm thủy điện đường dẫn dài trong điều kiện giá bán điện theo chi phí tránh được”. Hội nghị khoa học thường niên năm 2013- Đại học Thủy lợi.
- [2] Hồ Sỹ Dư, Hồ Ngọc Dung, Hồ Sỹ Mão (2014). “Vận hành hiệu quả các trạm thủy điện có hồ điều tiết ngăn hạn làm việc trong hệ thống điện lực”. Hội nghị khoa học thường niên năm 2014- Đại học Thủy lợi.
- [3] Nguyễn Thị Nhó (2010). “Nghiên cứu xác định chế độ vận hành hợp lý để nâng cao sản lượng điện cho các trạm thủy điện đường dẫn dài”; Luận văn thạc sĩ kỹ thuật – Trường Đại học Thủy lợi.
- [4] Nguyễn Văn Nghĩa (2016). “Nghiên cứu ảnh hưởng của hồ chứa trạm thủy điện thượng lưu đến hiệu quả của trạm thủy điện điều tiết ngày ở hạ lưu”. Tạp chí khoa học và công nghệ thủy lợi, số 36, tháng 12/2016.
- [5] Nguyễn Văn Nghĩa và nnk (2017). ”Nghiên cứu cơ sở khoa học tối ưu vận hành phát điện cho bậc thang thủy điện nhỏ điều tiết ngày không nô 2&3 khi tham gia thị trường điện việt nam”. Đề tài nghiên cứu khoa học cấp cơ sở, ĐH Thủy lợi năm 2016.
- [6] Quyết định số 18/2008/QĐ-BCT ngày 18 tháng 7 năm 2008 (2008). “Ban hành quy định về biểu giá chi phí tránh được và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các nhà máy điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo”.
- [7] Quyết định số 5106/QĐ-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2016 (2016). “Ban hành biểu giá chi phí tránh được năm 2017”.
- [8] Thiết kế kỹ thuật (2012). “Công trình thủy điện Krông No 2&3”.
- [9] World Energy Council.