

ĐÁNH GIÁ LỢI ÍCH KINH TẾ CỦA THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG

Hoàng Công Tuấn¹

Tóm tắt: Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 sẽ tạo ra bước đột phá trong chuyển dịch cơ cấu nguồn điện của Việt Nam. Theo đó, tỷ trọng của nguồn điện gió và điện mặt trời ngày càng tăng. Việc phát triển thủy điện tích năng là một giải pháp hữu hiệu và phù hợp với Việt Nam nhằm giúp hệ thống điện vận hành ổn định và an toàn. Đến nay, Việt Nam vẫn chưa có cơ chế chính sách giá điện cho các dự án thủy điện tích năng. Bài báo đã đưa ra phương pháp luận để đánh giá lợi ích kinh tế của các dự án thủy điện tích năng, là cơ sở giúp cho việc xây dựng cơ chế chính sách giá điện cho các dự án thủy điện tích năng. Kết quả thu được từ việc áp dụng tính toán đã chọn được phương án nguồn điện thay thế hợp lý nhất khi tính toán đầu tư các dự án thủy điện tích năng nhằm đánh giá đúng hiệu quả dự án.

Từ khóa: Thủy điện, thủy điện tích năng, giá điện, hệ thống điện.

1. MỞ ĐẦU

Tính đến thời điểm hiện nay (tháng 11 năm 2022), tổng công suất các nguồn điện của toàn hệ thống điện Việt Nam là 79.350MW. Trong đó, tổng công suất nguồn điện từ năng lượng tái tạo, chủ yếu là điện mặt trời và điện gió (NLTT) là 21.590MW, chiếm 27,2% tổng công suất hệ thống (Tập đoàn điện lực Việt Nam). Theo kế hoạch phát triển nguồn điện (Bộ Công Thương, 2022), hệ thống điện (HTĐ) có sự thay đổi lớn về cơ cấu nguồn điện: tỷ trọng nguồn NLTT sẽ ngày càng tăng, còn tỷ trọng nguồn thủy điện sẽ giảm dần. Theo đó, tỷ trọng công suất các nguồn NLTT tăng từ 21,6% năm 2030 lên tới gần 59% năm 2050. Tỷ trọng công suất nguồn thủy điện (không kể thủy điện tích năng) giảm từ 21,4% năm 2030 còn 7,2% năm 2050.

Để góp phần thực hiện chuyển đổi năng lượng xanh, năng lượng sạch, giảm thiểu các nguồn điện phát thải khí nhà kính thì việc phát triển nguồn NLTT là xu thế tất yếu trên thế giới và phù hợp với Việt Nam. Tuy nhiên, đây là nguồn điện phụ thuộc vào thời tiết, không liên

tục và kém ổn định sẽ gây khó khăn trong vận hành. Khi HTĐ tích hợp nguồn NLTT ngày càng tăng cần có các nguồn điện chạy nền ổn định và các nguồn điện linh hoạt có thể cân bằng nhanh chóng sự thiếu hụt bất ngờ của nguồn NLTT và đồng thời phủ đỉnh nhu cầu phụ tải của hệ thống điện giúp cho HTĐ vận hành ổn định, tin cậy và an toàn. Trong các nguồn điện linh hoạt thì việc phát triển các dự án thủy điện tích năng (TĐTN) là một giải pháp rất hữu hiệu, nhất là đối với Việt Nam – Nước đã có kinh nghiệm xây dựng và vận hành các nhà máy thủy điện (NMTĐ) hơn 50 năm (Nguyễn Huy Hoạch, 2021a). Theo kế hoạch (Bộ Công Thương, 2022), nguồn TĐTN và pin lưu trữ sẽ phát triển nhanh trong những năm tới: công suất lắp đặt từ 50MW vào năm 2025 sẽ tăng lên lần lượt là 2.700MW, 19.950MW và 42.550MW vào các năm 2030, 2040 và 2050. Việc phát triển các dự án TĐTN sẽ cho phép giảm và thay thế được các nguồn điện linh hoạt khác như nhà máy phát điện bằng động cơ đốt trong, nhà máy điện chạy tua bin khí chu trình đơn, pin tích trữ,...

Trên thế giới đã có nhiều nghiên cứu liên

¹ Khoa Công trình, Trường Đại học Thủy lợi

quan đến TĐTN, như: các nghiên cứu đánh giá về tiềm năng của TĐTN (M Pauwels và nnk., 2012; J. Görtz và nnk., 2022), có nghiên cứu đã chỉ ra tiềm năng lý thuyết có thể gấp 2 đến 3,5 lần khi không xét đến các ràng buộc về môi trường và xã hội (Marcos Gimeno-Gutiérrez và Roberto Lacal-Arántegui, 2015); nghiên cứu về công nghệ cho TĐTN cho thấy, hiệu suất năng lượng của TĐTN vào khoảng từ 70% đến 80%, thậm chí có thể lên đến 87%, công suất lắp đặt từ 1000-1500MW có thể lên đến 2000-3000MW (Shafiqur Rehman và nnk., 2015); Trong nghiên cứu về vai trò và lợi ích của TĐTN làm việc trong HTĐ có tích hợp nguồn NLTT, Ayse Selin Kocaman và Vijay Modi (2017) đã minh chứng sự giảm đáng kể chi phí của nguồn thay thế khi có sự tham gia của TĐTN. Các nghiên cứu trong nước về TĐTN còn khá khiêm tốn. Tuy nhiên, các nghiên cứu này cũng đã cho thấy được xu hướng phát triển, làm rõ được vai trò của TĐTN trong việc giải quyết vấn đề thừa, thiếu trong biểu đồ phụ tải của HTĐ (Nguyễn Huy Hoạch, 2021b) và đưa ra các giải pháp thực hiện hiệu quả mô hình kết hợp giữa TĐTN với các dự án điện gió và điện mặt trời (Phạm Thị Thu Hà, 2022), cũng như những kiến nghị cần thiết cho phát triển TĐTN ở Việt Nam (Nguyễn Huy Hoạch, 2022).

TĐTN Bắc Ái, tại huyện Bắc Ái tỉnh Ninh Thuận là công trình TĐTN đầu tiên tại Việt Nam đã được khởi công tháng 01/2020, có công suất 1.200 MW, gồm 4 tổ máy, dự kiến hoàn thành vào quý IV năm 2030. Tuy nhiên, hiện nay Việt Nam vẫn chưa có quy định về cơ chế giá điện cho các dự án TĐTN (Nguyễn Huy Hoạch, 2022). Trong phân tích kinh tế - tài chính dự án TĐTN hiện nay, việc đánh giá lợi ích đang tạm lấy nguồn thay thế là nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn và biểu giá bán điện hàng năm có xét đến chi phí biên dài hạn (Công ty CPTVXD điện 4, 2015).

Từ đó cho thấy, nghiên cứu đánh giá đúng lợi ích kinh tế, từ đó làm cơ sở cho việc xây dựng

cơ chế chính sách giá điện cho các dự án TĐTN ở Việt Nam nhằm đánh giá đúng hiệu quả đầu tư và tránh những sai lầm khi lựa chọn các dự án phát triển TĐTN là thực tế và cấp thiết. Trong phạm vi bài báo này, nghiên cứu tập trung vào đánh giá phần lợi ích kinh tế của TĐTN mà chưa xem xét đến các chi phí xây dựng và chi phí mua điện giá rẻ của TĐTN.

2. CƠ SỞ ĐÁNH GIÁ LỢI ÍCH KINH TẾ DỰ ÁN TĐTN

2.1. Cơ sở và tiềm năng phát triển các dự án TĐTN

Đặc điểm nhu cầu sử dụng điện trong ngày của HTĐ Quốc gia hiện nay là không đồng đều, có hiện tượng chênh lệch công suất phụ tải: có thời điểm thừa công suất vào giờ thấp điểm buổi trưa, khoảng từ 10h00-14h00 nhưng cũng thời điểm thiếu công suất vào giờ cao điểm buổi tối, khoảng từ 17h30-18h30 (Nguyễn Huy Hoạch, 2021b). Theo dự báo, mức chênh lệch phụ tải của HTĐ trong ngày lớn, dự báo tỷ lệ P_{\min}/P_{\max} khoảng 0,34 (Viện Năng Lượng, 2021). Hơn nữa, nguồn điện NLTT có đặc tính bất định trong công suất phát, sự gia tăng tỷ trọng nguồn điện NLTT khi tích hợp vào HTĐ sẽ có ảnh hưởng đến sự ổn định và an toàn trong vận hành HTĐ. Do đó, hệ thống cần phải bổ sung nguồn điện tích trữ có khả năng điều chỉnh công suất nhanh, dải điều chỉnh rộng để ngoài vận hành phát điện, còn có lượng công suất dự phòng nóng để huy động nhanh cân đối cung – cầu trong các khoảng thời gian biến thiên nhanh hoặc dừng đột ngột của nguồn NLTT. Cho đến nay, các nguồn điện tích trữ lớn như vậy thường là các NMTĐ truyền thống và TĐTN. Ở Việt Nam, cho đến nay hầu hết các vị trí trên các dòng sông có thể xây dựng các NMTĐ lớn đã được khai thác, nên giải pháp được xem là phù hợp nhất để đáp ứng các yêu cầu đặc tính trên là phát triển các dự án mở rộng NMTĐ hiện hữu và TĐTN.

Theo nghiên cứu của Tư vấn Quốc tế Lahmeyer International về chiến lược phát triển

nguồn điện tích năng tại Việt Nam (Lahmeyer International, 2016) đã đưa ra 9 dự án TĐTN tiềm năng, với tổng công suất là 12.500MW có thể phát triển ở Việt Nam (Bảng 1).

Bảng 1. Các dự án TĐTN có thể phát triển ở Việt Nam

TT	Dự án	Tỉnh	Công suất (MW)
1	TĐTN Mộc Châu	Sơn La	900
2	TĐTN Đông Phù Yên	Sơn La	1200
3	TĐTN Tây Phù Yên	Sơn La	1000
4	TĐTN Châu Thôn	Thanh Hóa	1000
5	TĐTN Đơn Dương	Lâm Đồng	1200
6	TĐTN Ninh Sơn	Ninh Thuận	1200
7	TĐTN Hàm Thuận Bắc	Bình Thuận	1200
8	TĐTN Bác Ái	Ninh Thuận	1200
9	TĐTN Phước Hòa	Ninh Thuận	3600

2.2. Phương pháp đánh giá lợi ích kinh dự án TĐTN

Việc phát triển các dự án TĐTN sẽ cho phép thay thế được các nguồn điện khác có vai trò và chế độ làm việc tương tự trong HTĐ, do đó sẽ làm giảm chi phí vào các nguồn này. Đứng trên quan điểm kinh tế thì phần chi phí giảm được từ các nguồn khác chính là lợi ích của các dự án TĐTN. Cho nên, việc đánh giá hiệu quả kinh tế của các dự án TĐTN khi làm việc trong HTĐ phải xuất phát từ quan điểm hệ thống trên cơ sở xem xét lợi ích kinh tế của nó.

Vai trò chủ yếu của TĐTN là phủ đỉnh – điền đáy, làm san bằng hơn biểu đồ phụ tải, từ đó giúp cho HTĐ vận hành an toàn, ổn định. Do đó, điện năng cần quan tâm là điện năng phủ đỉnh biểu đồ phụ tải (E_{pd}). Số giờ phụ tải đỉnh của HTĐ Việt Nam dao động vào khoảng 1.800 - 2.500 giờ. Phần E_{pd} này sẽ thay thế được điện năng của các nguồn điện đối chứng có khả năng cạnh tranh. Hay nói cách khác, các nguồn điện thay thế không những có sản lượng điện tương ứng với E_{pd} mà còn phải quy mô công suất, vai trò phủ đỉnh và chế độ làm việc linh hoạt tương tự như TĐTN trong HTĐ. Giá kinh tế của E_{pd} chính là giá điện năng của nguồn điện thay thế hợp lý nhất: nguồn thay thế có giá điện thấp nhất trong các nguồn thay thế có khả năng.

Với HTĐ Việt Nam hiện nay, tỷ trọng nguồn nhập khẩu và pin tích trữ nhỏ và chưa có các chỉ tiêu cụ thể, nên các nguồn thay thế có khả năng gồm hai loại: Nhà máy phát điện bằng động cơ đốt trong và nhà máy điện chạy tua bin khí chu trình đơn.

Tài liệu tính toán các nguồn điện thay thế gồm: Suất đầu tư, chi phí quản lý vận hành cố định, chi phí quản lý vận hành biến động, đặc tính tiêu hao nhiên liệu, hiệu suất, dự báo giá nhiên liệu, đời sống kinh tế của công trình, tỷ lệ điện tự dùng, suất sự cố, hệ số chiết khấu,... Tài liệu về HTĐ gồm: Biểu đồ phụ tải, kế hoạch phát triển nguồn điện toàn quốc theo các giai đoạn.

* Các thành phần chi phí sản xuất điện của nguồn thay thế bao gồm:

- Chi phí cố định hàng năm:

$$C_N^F = K_N^F + C_{OM}^F = k_N \cdot CRF + C_{OM}^F$$

- Chi phí biến đổi hàng năm:

$$C^V = C_{OM}^V + C_f = C_{OM}^V + p_f \cdot r_f$$

- Tổng chi phí hàng năm:

$$C_N = C_N^F + C^V \cdot (CF \cdot 8760)$$

$$C_E = \frac{C_N^F + C^V \cdot (CF \cdot 8760)}{CF \cdot 8760} = \frac{C_N^F}{CF \cdot 8760} + C^V$$

Trong đó:

C_N^F : Chi phí cố định hàng năm trên một đơn vị công suất lắp máy (\$/kW-y)

K_N^F : Chi phí đầu tư hàng năm phải trả để hoàn lại số vốn ban đầu (\$/kW-y)

k_N : suất đầu tư trên một đơn vị công suất lắp máy (\$/kW)

CRF: hệ số hoàn vốn đều,

$$CRF = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

i : hệ số chiết khấu (%), $i = 10\%$.

n : đời sống kinh tế của công trình (năm).

C_{OM}^F : Chi phí quản lý vận hành cố định hàng năm (\$/kW-y)

C^V : Chi phí biến đổi hàng năm trên một đơn vị điện năng (\$/kWh)

C_{OM}^V : Chi phí quản lý vận hành biến đổi hàng năm (\$/kWh)

C_f : Chi phí nhiên liệu (\$/kWh)

p_f : Giá nhiên liệu (\$/kJ hoặc \$/kcal)

r_f : Suất tiêu hao nhiên liệu (kJ/kWh hoặc kcal/kWh)

C_N : Tổng chi phí hàng năm trên một đơn vị công suất lắp máy (\$/kW-y)

CF.8760: số giờ làm việc của E_{pd} trong năm.

C_E : Tổng chi phí hàng năm trên một đơn vị điện năng hay giá điện năng (\$/kWh). Trong đó, phần chi phí $\frac{C_N^F}{CF.8760}$ được xem như chi phí công suất.

CF: Hệ số phản ánh tỷ số giữa thời gian làm việc của E_{pd} trên tổng số thời gian. CF cũng phản ánh vị trí làm việc của NMTĐ/TĐTN trong cân bằng công suất của hệ thống.

Giá điện năng C_E phụ thuộc rất nhiều vào nguồn thay thế và hệ số CF, $C_E = f(CF)$. Để xây dựng quan hệ này, nghiên cứu tiến hành tính chi phí cho các nguồn thay thế có khả năng cho từng giai đoạn ứng với các giá trị CF khác nhau (thay đổi từ 5% đến 95%).

Lợi ích kinh tế của dự án TĐTN hay giá kinh tế của E_{pd} sẽ được xác định dựa trên số giờ làm việc phủ đỉnh (tương ứng với hệ số CF) và quan hệ $C_E = f(CF)$ của nguồn thay thế có giá thấp nhất trong các nguồn thay thế có khả năng.

3. ÁP DỤNG TÍNH TOÁN

Trên cơ sở phương pháp luận nêu trên, nghiên cứu sẽ áp dụng để tính toán chi phí của các nguồn thay thế có khả năng, từ đó xác định được nguồn thay thế hợp lý và lợi ích kinh tế của dự án TĐTN. Các nguồn thay thế có khả năng đưa vào tính toán được lấy dựa trên kế hoạch phát triển nguồn điện theo từng giai đoạn (Bộ Công Thương, 2022), gồm hai loại: Nhà máy phát điện bằng động cơ đốt trong (ICE) và nhà máy điện chạy tua bin khí chu trình đơn (SCGT); nhiên liệu sử dụng là khí trong nước và khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu.

Các thông số kinh tế - kỹ thuật của các loại hình công nghệ của nguồn thay thế được lấy theo Cẩm nang Công nghệ Việt Nam (Cục Năng lượng Đan Mạch, 2019) và dự thảo Quy hoạch điện VIII (Viện Năng lượng, 2021). Bảng 2 thể hiện các thông số kinh tế - kỹ thuật của các nguồn thay thế có khả năng theo các giai đoạn. Dự báo giá các loại nhiên liệu theo năm được thể hiện trong Bảng 3.

Bảng 2. Các thông số kinh tế - kỹ thuật của nguồn thay thế

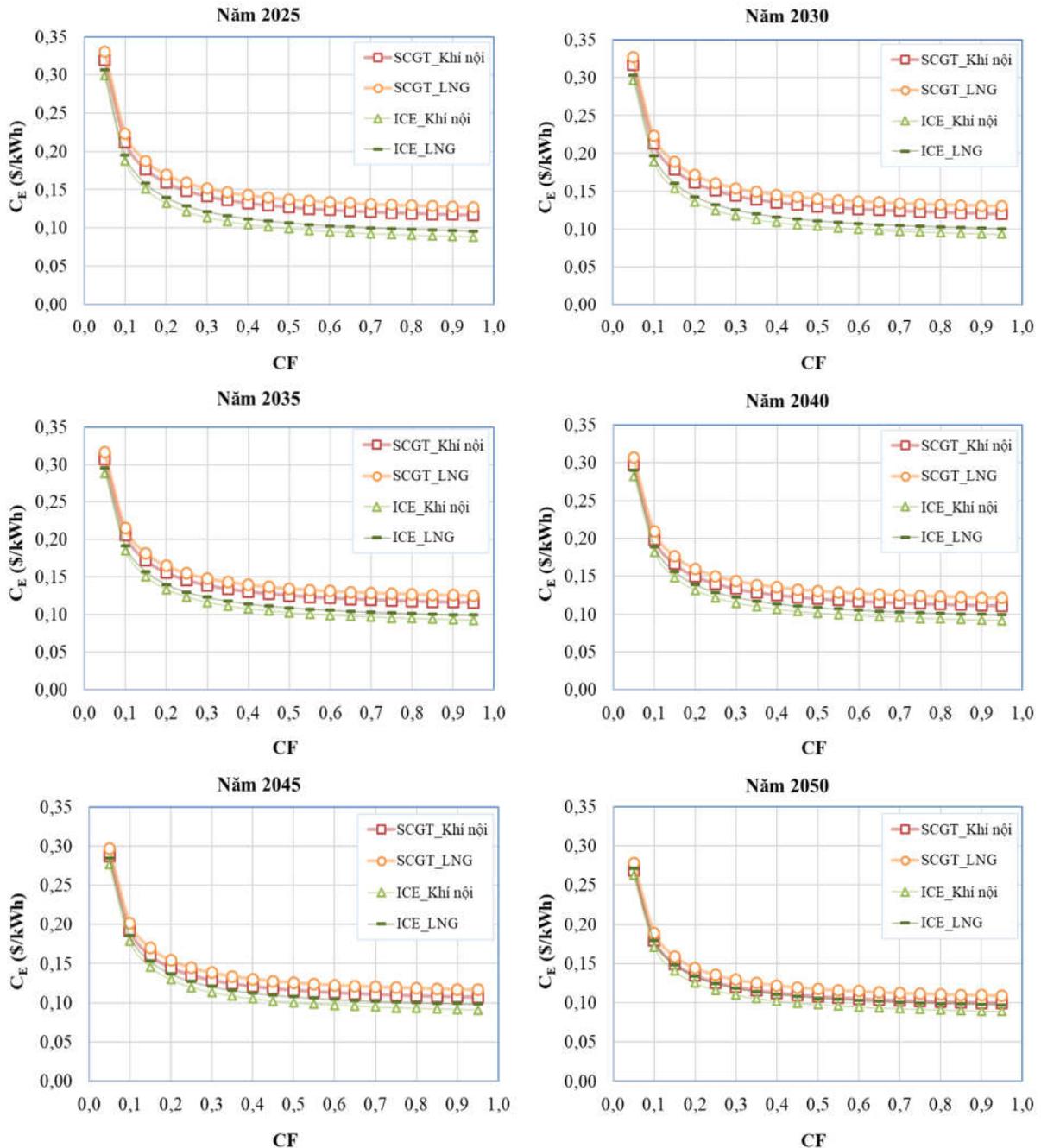
Công nghệ	Giai đoạn	k_N (\$/kW)	n (năm)	C_{OM}^F (\$/kW-y)	C_{OM}^V (\$/MWh)	η -	r_f (kJ/kWh)
Động cơ đốt trong (ICE)	2025-2029	740	25	15	5	47,5	7579
	2030-2039	690	25	13,6	4,5	48,0	7500
	2040-2045	650	25	13,5	4,4	48,5	7423
Tuabin khí chu trình đơn (SCGT)	2025-2029	620	25	23,2	2,5	33,0	10909
	2030-2039	580	25	22,5	2,5	36,0	10000
	2040-2045	540	25	21,8	2,5	39,0	9231

Bảng 3. Dự báo giá một số loại nhiên liệu theo các năm

Năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Giá khí nội (\$/GJ)	9,42	10,20	10,27	10,24	10,24	10,22
Giá LNG (\$/GJ)	10,41	11,17	11,17	11,26	11,26	11,35

Dựa trên số liệu đầu vào, xây dựng quan hệ $C_E = f(CF)$ cho các nguồn điện thay thế có khả năng theo các mốc thời gian trong tương lai,

gồm các năm 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 và 2050. Kết quả tính toán các quan hệ $C_E = f(CF)$ được thể hiện trên Hình 1.



Hình 1. Kết quả quan hệ $C_E = f(CF)$ của các nguồn thay thế cho các năm 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 và 2050

Nhìn chung, tổng chi phí phát điện hàng năm C_E thay đổi theo hệ số CF: hệ số CF càng nhỏ tức số giờ làm việc phủ đỉnh càng ít thì mức độ thay đổi của C_E càng nhiều và C_E càng lớn. Theo cơ cấu các thành phần giá, khi hệ số CF càng nhỏ thì C_E sẽ phụ thuộc càng nhiều vào phần chi phí cố định (chủ yếu là vốn đầu tư). Ngược lại, C_E sẽ phụ thuộc càng nhiều vào phần chi phí biến đổi (chủ yếu là chi phí nhiên liệu)

khi hệ số CF càng lớn. Như vậy, tùy thuộc vào giá trị của hai thành phần chi phí này mà kéo theo sự biến đổi nhiều hay ít của C_E .

Quan sát kết quả thể hiện trên Hình 1 cho thấy, khi hệ số CF < (0,2-0,3), tương ứng với số làm việc phủ đỉnh khoảng từ 5-7 giờ trong ngày thì mức độ tăng của C_E là khá nhanh. Mức độ giảm của C_E có xu hướng chậm dần khi CF > (0,2-0,3).

Bảng 4. Kết quả tính giá điện của dự án TĐTN theo các năm

Năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Giá điện của dự án TĐTN (UScent/kWh)	11,48 - 13,02	11,86 - 13,35	11,71 - 13,14	11,56 - 12,96	11,42 - 12,79	11,09 - 12,37

Các dự án TĐTN có vai trò chủ yếu là phủ đỉnh - điền đầy biểu đồ phụ tải. Với HTĐ của Việt Nam, số giờ phủ phụ tải đỉnh dao động vào khoảng 1.800 - 2.500 giờ trong năm, tương ứng với hệ số CF khoảng, CF = (0,2-0,3). Từ hệ số CF và kết quả tính toán quan hệ $C_E=f(CF)$ cho các nguồn điện thay thế có khả năng ứng với các năm 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 và 2050 đã cho phép chọn được phương án nguồn điện thay thế hợp lý nhất (có giá điện thấp nhất) đó là nhà máy phát điện bằng động cơ đốt trong sử dụng khí nội cho các năm xem xét. Từ đó, xác định được giá điện cho các dự án TĐTN theo chi phí của nguồn thay thế, kết quả được trình bày trong Bảng 4. Đối với mỗi dự án TĐTN nghiên cứu cụ thể, căn cứ trên số giờ phủ đỉnh biểu đồ phụ tải sẽ xác định được giá phát điện tương ứng. Kết quả tính toán thu được là cơ sở cho việc xây dựng cơ chế chính sách giá điện cho các dự án TĐTN để minh bạch trong đánh giá hiệu quả dự án.

4. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Để HTĐ có thể vận hành ổn định, an toàn

và tin cậy khi tích hợp tỷ trọng nguồn NLTT ngày càng tăng thì cần phải phát triển các nguồn tích năng. Trong đó, phát triển các dự án TĐTN là một sự lựa chọn hữu hiệu và hoàn toàn phù hợp về tiềm năng cũng như kinh nghiệm trong thiết kế, xây dựng và vận hành ở Việt Nam.

Cho đến nay (tháng 11 năm 2022), Việt Nam vẫn chưa có cơ chế chính sách giá điện cho TĐTN. Trong nghiên cứu này đã đưa ra phương pháp luận nhằm đánh giá lợi ích kinh tế của các dự án TĐTN. Nội dung nghiên cứu cũng là cơ sở giúp cho việc xây dựng cơ chế chính sách giá điện cho các dự án TĐTN. Cơ quan quản lý Nhà nước cần sớm xây dựng cơ chế chính sách cho phát triển các nguồn tích năng, nhất là TĐTN để tránh xảy ra hiện tượng tính toán hiệu quả đầu tư ban đầu không chính xác, dẫn đến sai lầm trong lựa chọn phát triển nguồn điện.

Kết quả thu được từ việc áp dụng tính toán các nguồn điện thay thế có khả năng theo các mốc năm 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 và 2050 đã chọn được phương án tốt nhất cho

việc tính toán nguồn điện thay thế khi tính phụ thuộc vào số liệu đầu vào. Khi các số liệu toán thiết kế và đầu tư các dự án TĐTN. Cần này thay đổi cần phải được cập nhật và tính phải nhấn mạnh rằng, kết quả tính toán trên toán lại.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Công ty CPTVXD điện 4 (2015), *Thuyết minh Dự án đầu tư thủy điện tích năng Bác Ái*
- Phạm Thị Thu Hà (2022), *Thủy điện tích năng - Vai trò và định hướng phát triển*, Tạp chí Công thương - Các kết quả nghiên cứu khoa học và ứng dụng công nghệ, 16.
- Nguyễn Huy Hoạch (2021a), *Bên cạnh 'nguồn điện linh hoạt', Việt Nam cần thêm thủy điện tích năng*, Tạp chí Năng lượng Việt Nam.
- Nguyễn Huy Hoạch (2021b), *Thủy điện tích năng giải quyết vấn đề thừa, thiếu trong biểu đồ phụ tải hệ thống điện*, Tạp chí Năng lượng Việt Nam.
- Nguyễn Huy Hoạch (2022), *Cơ chế nào để Việt Nam phát triển pin lưu trữ điện năng và thủy điện tích năng?*, Tạp chí Năng lượng Việt Nam.
- Lahmeyer International (2016), *Chiến lược phát triển nguồn điện tích năng tại Việt Nam*.
- Viện Năng Lượng (2021), *Đề án Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045 (dự thảo QHĐ VIII)*.
- Cục Năng lượng Đan Mạch (2019), *Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2019*, Hà Nội.
- Tập đoàn điện lực Việt Nam, <https://evn.com.vn/>.
- Bộ Công Thương (2022), *Tờ trình số 6328/TTr-BCT, ngày 13/10/2022, Về việc phê duyệt Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII)*.
- Ayse Selin Kocaman và Vijay Modi (2017), *Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system*, Applied Energy, 205: 1202-1215.
- Marcos Gimeno-Gutiérrez và Roberto Lacal-Arántegui (2015), *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs*, Renewable Energy, 75: 856-868.
- J. Görtz, M. Aouad, S. Wieprecht và K. Terheiden (2022), *Assessment of pumped hydropower energy storage potential along rivers and shorelines*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 165: 112027.
- M Pauwels, A Albanel, P Blanc, F Neirac và S Biscaglia (2012), *Assessment of the potential of pumped hydro energy storage*, Hydroenergia 2012 conference. Wroclaw, Poland.
- Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami và Md Mahbub Alam (2015), *Pumped hydro energy storage system: A technological review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44: 586-598.

Abstract:
**ASSESSING THE ECONOMIC BENEFITS OF PUMPED
HYDROPOWER ENERGY STORAGE**

The national power development plan for the 2021-2030 period, with a vision to 2050 will create a breakthrough in the restructuring of the power sources of Vietnam. Accordingly, the proportion of wind and solar power sources is increasing. The development of pumped hydropower energy storage is an effective and suitable solution for Vietnam to help the power system operate stably and safely. Up to now, there is no mechanism and policy on electricity prices for pumped hydropower energy storage projects. The article presents a methodology to assess the economic benefits of pumped hydropower energy storage projects, which is the basis for building the mechanism and policy on electricity prices for pumped hydropower energy storage projects. The obtained results from applying calculations have selected the most reasonable replacement power source option when calculating the investment in pumped hydropower energy storage projects to properly assess the project's efficiency.

Keywords: Hydropower, pumped hydropower energy storage, electricity price, power system.

Ngày nhận bài: 15/11/2022

Ngày chấp nhận đăng: 09/12/2022