

NHÀ MÁY ĐIỆN HẠT NHÂN NINH THUẬN I, II DƯỚI GÓC NHÌN ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN

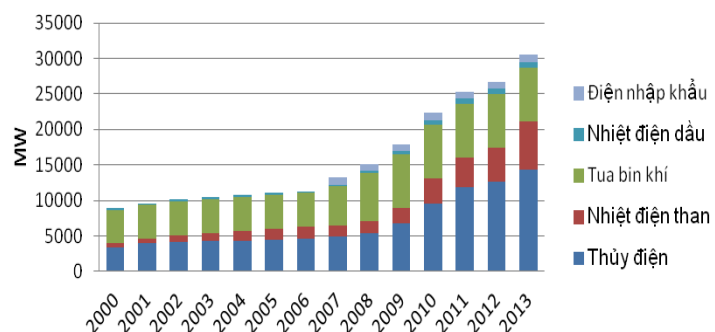
NGUYỄN MẠNH CƯỜNG

Viện Năng lượng, Bộ Công thương

Việc xây dựng nhà máy điện hạt nhân (ĐHN) Ninh Thuận I và II đã được Quốc hội phê chuẩn chủ trương đầu tư từ năm 2009 với quy mô công suất của 2 nhà máy ĐHN là 4000 MW. Cùng với các nhà máy thủy điện và nhiệt điện chạy than, khu vực Nam Trung Bộ sẽ trở thành trung tâm nguồn lớn nhất cả nước. Khoảng cách truyền tải 250-300 km về miền Đông Nam Bộ sẽ là một thách thức lớn đối với sự vận hành an toàn, tin cậy của các nhà máy. Để đưa nhà máy ĐHN vận hành an toàn trong lưới điện, cần rất nhiều nghiên cứu chuyên sâu. Bài viết phân tích, đánh giá khả năng truyền tải cũng như khả năng hấp thụ tổ máy ĐHN cỡ 1000 MW của lưới điện trên quan điểm ổn định hệ thống điện. Các giới hạn ổn định cũng được tính toán nhằm đánh giá mức độ ổn định khi truyền tải cao. Nghiên cứu này sẽ phần nào bổ sung thêm nguồn tài liệu tham khảo hữu ích trong quá trình thiết kế, đầu tư, xây dựng nhà máy ĐHN đầu tiên ở Việt Nam.

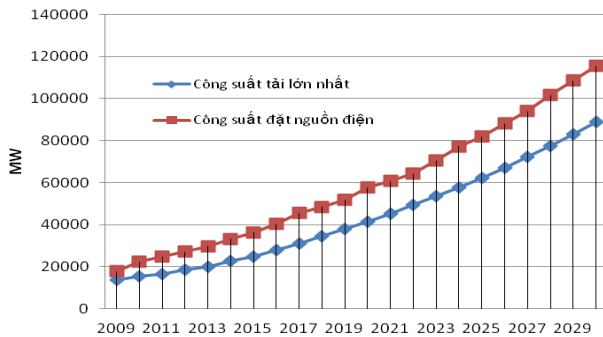
Tổng quan

Hệ thống điện Việt Nam trong những năm trở lại đây có sự phát triển mạnh mẽ. Sản lượng điện thương phẩm năm 2000 chỉ đạt 22 tỷ kWh, đến năm 2013 đã đạt 115 tỷ kWh, tốc độ tăng trưởng trung bình 13,5%/năm. Để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện cho phát triển kinh tế - xã hội, các nguồn điện mới đã liên tục được đầu tư xây dựng. Từ năm 2000 đến nay, ngành điện đã đưa vào thêm 21 GW nguồn điện, nâng tổng công suất đặt nguồn điện từ 9 GW năm 2000 lên 30 GW năm 2013. Đóng góp chủ yếu cho sự gia tăng công suất nguồn là các nhà máy thủy điện với công suất tăng thêm 11 GW, nhà máy điện đốt than 6 GW, nhà máy điện chạy khí 3 GW [1, 2]. Công suất đặt các loại nguồn điện giai đoạn 2000-2013 được thể hiện trong biểu đồ 1.



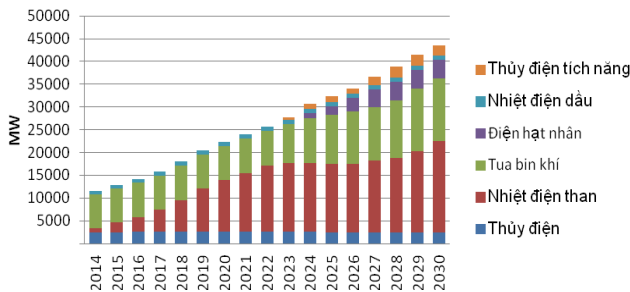
Biểu đồ 1: công suất đặt các loại nguồn điện giai đoạn 2000-2013

Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến 2030 (Quy hoạch điện 7) và dự thảo Quy hoạch 7 hiệu chỉnh (lập năm 2014), dự kiến nhu cầu tiêu thụ điện trong nước vẫn tiếp tục tăng trưởng cao trong những năm sắp tới. Tương ứng với sự tăng trưởng phụ tải, các nguồn điện vẫn sẽ tiếp tục được xây mới trên cả 3 miền: Bắc - Trung - Nam. Dự báo nhu cầu công suất hệ thống và công suất đặt nguồn điện toàn quốc giai đoạn 2013-2030 như biểu đồ 2.



Biểu đồ 2: dự báo công suất lớn nhất và công suất đặt nguồn điện toàn quốc giai đoạn 2013-2030

Nhu cầu phụ tải miền Nam luôn chiếm khoảng 1/2 tổng nhu cầu toàn quốc, nhưng xây dựng đủ nguồn cho miền Nam luôn là vấn đề thách thức lớn đối với ngành điện. Nguồn cấp khí và than cho miền Nam vẫn còn nhiều bất định. Do đó, việc xây dựng nhà máy ĐHN sẽ là lựa chọn có tính khả thi cao với nguồn nhiên liệu ổn định, giá thành thấp.

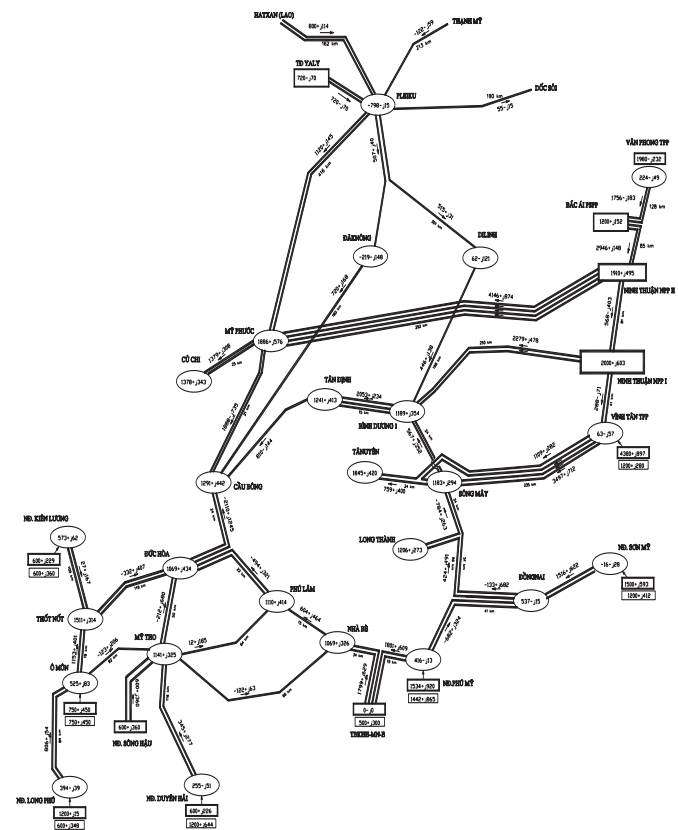


Biểu đồ 3: cơ cấu nguồn điện miền Nam giai đoạn 2014-2030

Khu vực Nam Trung Bộ được lựa chọn là cụm nguồn điện quan trọng cấp điện cho miền Nam có công suất nguồn lên đến 20 GW, với sự tham gia của nhà máy ĐHN Ninh Thuận I, II (4000 MW), trung tâm điện lực (TTĐL) Vĩnh Tân 5580 MW, TTĐL Vân Phong 2640 MW và ba nhà máy thủy điện (NMTĐ) tích năng 3600 MW.

Sự tập trung nguồn lớn tại 2 tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận đã gây ra áp lực cho hệ thống truyền tải. Theo Quy hoạch 7 và quy hoạch đấu nối các TTĐL vào hệ thống điện, nguồn Nam Trung Bộ sẽ sử dụng cấp điện áp 500 kV truyền tải trên khoảng cách 250-300 km về miền Đông Nam Bộ (hình 1). Khoảng cách truyền tải 300 km được coi là khá dài, ảnh hưởng đến giới hạn truyền tải theo điều kiện ổn định. Theo Cơ quan Năng lượng nguyên tử quốc tế - IAEA [3], Công ty Điện lực Nhật Bản - JAPC [4], ở cấp điện áp 500 kV, khoảng cách truyền tải 300

km thì mức mang tải lâu dài không nên vượt quá khoảng 1200 MW. Quy hoạch điện 7 và quy hoạch đấu nối các nhà máy ĐHN Ninh Thuận I, II cũng đưa đến kết luận cần xây dựng từ 8 đến 14 mạch đường dây 500 kV để truyền tải cụm nguồn điện, tùy theo sự gia tăng công suất nguồn giai đoạn 2020-2030. Có rất nhiều vấn đề cần nghiên cứu trong quá trình thiết kế, đầu tư xây dựng một nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia như: vấn đề phân bố trào lưu công suất hệ thống, điện áp lưới điện, độ tin cậy, ổn định hệ thống điện... Ở khoảng cách truyền tải lớn (300 km), công suất tải cao thì vấn đề ổn định hệ thống điện cần được quan tâm hàng đầu. ĐHN là nhà máy điện rất đặc biệt nên càng phải có những nghiên cứu chuyên sâu để đảm bảo cho sự vận hành an toàn, lâu dài của nhà máy.



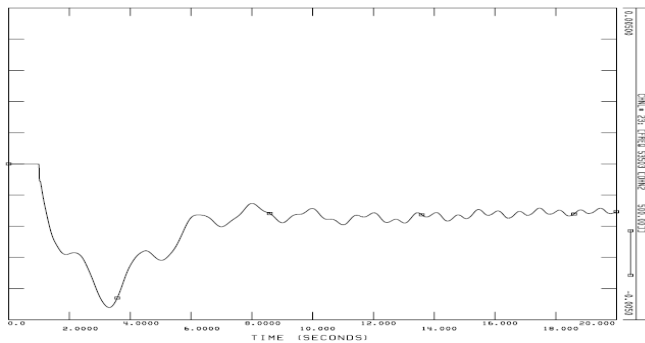
Hình 1: sơ đồ hệ thống điện 500 kV khu vực miền Nam năm 2024

Sau đây, tác giả xin trình bày kết quả nghiên cứu về ổn định động và ổn định tĩnh của hệ thống điện trong bối cảnh có thêm 2 nhà máy ĐHN Ninh Thuận I và Ninh Thuận II đấu nối vào hệ thống điện quốc gia. Năm tính toán là 2024, mô phỏng lưới điện 500-220 kV toàn quốc, phần mềm mô phỏng: PSS/E V33.4.

Ổn định động và các chỉ số giới hạn ổn định động

Tần số hệ thống điện

Khi hoàn thành việc xây dựng và vận hành nhà máy ĐHN đầu tiên, tổ máy ĐHN cỡ 1000 MW sẽ là tổ máy lớn nhất trong hệ thống. Do yêu cầu về kinh tế, các tổ máy ĐHN vận hành 100% công suất cả trong chế độ Pmax và chế độ Pmin (vận hành ở đáy biểu đồ). Do đó, để đánh giá mức độ ảnh hưởng đến tần số hệ thống điện, cần quan tâm đến chế độ Pmin và mất 1 tổ máy ĐHN. Mô phỏng tình huống này và quan sát diễn biến tần số hệ thống như biểu đồ 4.



Biểu đồ 4: diễn biến tần số hệ thống khi mất 1 tổ máy ĐHN, chế độ Pmin

Mức độ suy giảm lớn nhất của tần số là: $0,0046 \cdot 50 = 0,23$ Hz. Theo quy định của Việt Nam [5], tần số hệ thống khi sự cố 1 phần tử cần nằm trong khoảng $49,5 \div 50,5$ Hz. Do đó, khi sự cố mất 1 tổ máy ĐHN, tần số hệ thống không bị vi phạm quy định hiện hành. Hằng số Primary Reserve - PR đặc trưng cho độ mạnh yếu của hệ thống điện, được xác định như sau:

$$PR = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{0,23}{1000} = 2,30 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{Hz}}{\text{MW}} \right)$$

Ở Nhật Bản, người ta đưa ra khái niệm tương tự, gọi là hằng số công suất - tần số (Power Frequency constant - PF), nếu PF bằng 1-2%/0,1 Hz thì hệ thống được coi là bình thường [4].

$$PF = \frac{1}{10 \cdot PR} \cdot \frac{1}{P_{\min}} = \frac{1}{10 \cdot 2,30 \cdot 10^{-4}} \cdot \frac{1}{25035} \cdot 100 = 1,74\%$$

PF = 1,74% có nghĩa là: ở chế độ Pmin, nếu hệ thống mất đi 1,74% công suất nguồn (435 MW) thì tần số giảm 0,1 Hz. Theo Cơ quan điều hành lưới điện truyền tải châu Âu (Union for the Co-ordination of Transmission

of Electricity - UCTE) [6], các giá trị PR và PF rất có ý nghĩa khi lập các phương thức vận hành, nhằm đưa tần số hệ thống nhanh chóng trở về trạng thái an toàn. Từ các tính toán trên, có thể nhận thấy, năm 2024, hệ thống điện Việt Nam có khả năng hấp thụ tốt tổ máy ĐHN cỡ 1000 MW. Sự cố N-1 đối với tổ máy ĐHN không gây sụt giảm lớn về tần số hệ thống điện.

Thời gian cắt giới hạn trong trường hợp sự cố N-1 đường dây truyền tải

Một đại lượng khác cũng đặc trưng cho độ mạnh yếu của lưới điện khu vực, đó là thời gian cắt giới hạn T_{cgh} . T_{cgh} là khoảng thời gian tồn tại tối đa của sự cố mà hệ thống điện vẫn giữ được ổn định. Theo khuyến cáo, thời gian chịu đựng sự cố ngắn mạch 3 pha tối đa của các tổ máy ĐHN là khoảng 150 ms [3]. Tiêu chuẩn Việt Nam [5] quy định, thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính là 80 ms cho cấp 500 kV. Do vậy, cần tính toán T_{cgh} cho lưới 500 kV khu vực để đảm bảo khả năng hoạt động tin cậy, an toàn và có dự phòng của các thiết bị đóng cắt, bảo vệ hệ thống điện. Sử dụng phương pháp lập, mô phỏng sự cố ngắn mạch 3 pha đầu đường dây truyền tải 500 kV, thời gian giải trừ sự cố tăng dần (bắt đầu từ 80 ms đến 400 ms) ghi lại thời điểm các tổ máy ĐHN bị mất ổn định đồng bộ. Kết quả như sau:

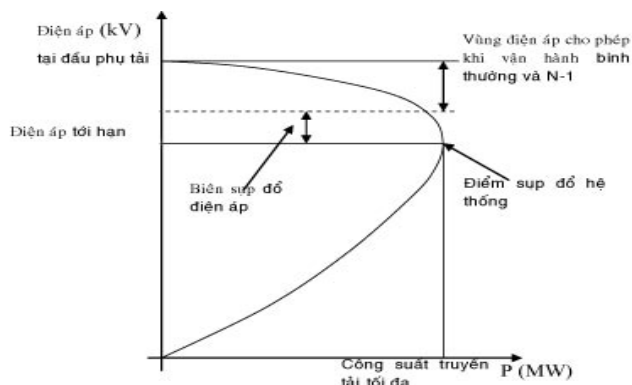
- Sự cố N-1 đường dây 500 kV ĐHN2 - Mỹ Phước, $T_{cgh} = 244$ ms.
- Sự cố N-1 đường dây 500 kV ĐHN1 - Bình Dương 1, $T_{cgh} = 236$ ms.
- Sự cố N-1 đường dây 500 kV Vĩnh Tân - Sông Mỹ, $T_{cgh} = 208$ ms.

Kết quả tính toán T_{cgh} cho thấy, lưới điện khu vực có khả năng chịu đựng thời gian duy trì sự cố ngắn mạch 3 pha trong khoảng 208 từ đến 244 ms, tùy theo sự cố xảy ra ở đâu. Các giá trị T_{cgh} thỏa mãn các yêu cầu hiện nay về thời gian loại trừ sự cố (80 ms) và đảm bảo mức dự phòng của thiết bị đóng cắt.

Bài toán giới hạn truyền tải trên đường dây 500 kV đầu nối nhà máy ĐHN

Phương pháp luận cho bài toán tìm giới hạn truyền tải

Bài toán tìm giới hạn truyền tải trên đường dây tải điện thường được gắn với khái niệm giới hạn ổn định tĩnh hệ thống điện (steady state stability limit). Theo UCTE [6], giới hạn truyền tải được xác định như sau (biểu đồ 5).



Biểu đồ 5: phương pháp xác định giới hạn truyền tải

Điểm sụp đổ điện áp hệ thống điện đã được chứng minh là trạng thái tại đó định thức ma trận Jacobi của hệ phương trình chế độ xác lập đổi dấu từ dương sang âm [7]. Nhiều chương trình máy tính hiện nay có khả năng mô phỏng các chế độ làm nặng hệ thống điện nhằm tìm ra điểm sụp đổ hệ thống, qua đó xác định giới hạn truyền tải. Phần tính toán dưới đây sẽ sử dụng chương trình PSS/E V33.4 để xây dựng các đường cong P-V nhằm tìm ra giới hạn truyền tải lớn nhất của các đường dây 500 kV đấu nối cụm nhà máy ĐHN, qua đó xác định mức độ dự phòng ổn định tĩnh của lưới điện.

Giới hạn truyền tải trên đường dây 500 kV

Các kịch bản phân tích ổn định tĩnh và tính toán giới hạn truyền tải bao gồm:

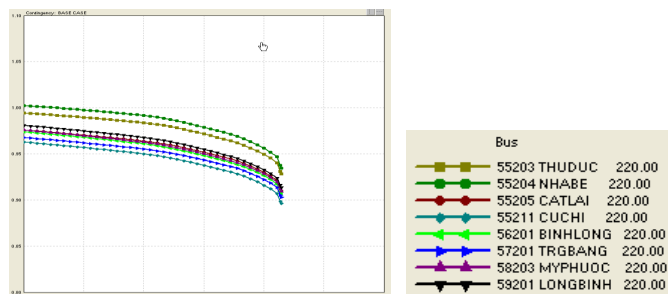
- Kịch bản cơ sở: hệ thống điện làm việc bình thường, tăng dần công suất truyền tải từ cụm nguồn điện Nam Trung Bộ về Đông Nam Bộ.

- Kịch bản sự cố N-1: bao gồm sự cố 1 mạch đường dây 500 kV ĐHN2 - Mỹ Phước, ĐHN1 - Bình Dương 1 và Vĩnh Tân - Sông Mỹ, tăng dần công suất truyền tải.

- Kịch bản sự cố N-2: sự cố 2 mạch đường dây 500 kV ĐHN2 - Mỹ Phước, 2 mạch ĐHN1 - Bình Dương 1 và 2 mạch đường dây Vĩnh Tân - Sông Mỹ; tăng dần công suất truyền tải.

Đối với những đường dây dài đấu nối nhà máy ĐHN, tiêu chí N-1 là tiêu chí bắt buộc, các thông số chế độ cần phải đảm bảo trong điều kiện cho phép. Tiêu chí N-2 là tiêu chí kiểm tra, nhằm đánh giá mức độ an toàn cũng như khả năng rủi ro đối với hệ thống khi xảy ra thảm họa, thiên tai. Các kết quả tính toán được tóm tắt như sau:

- Kịch bản cơ sở: hệ thống điện làm việc bình thường, không xảy ra sự cố:

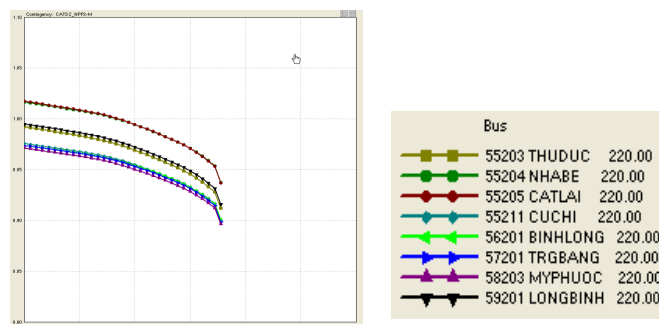


Biểu đồ 6: đặc tính P-V kịch bản cơ sở

Hệ số dự trữ ổn định tĩnh trên các đường dây liên kết 500 kV được tính như sau [8]:

$$K_{dt} = \frac{P_{gh} - P_0}{P_0} = \frac{13534 - 11030}{11030} * 100 = 22,7\%$$

- Kịch bản sự cố N-1: sự cố 1 mạch đường dây ĐHN2 - Mỹ Phước:



Biểu đồ 7: đặc tính P-V kịch bản sự cố N-1 đường dây ĐHN2 - Mỹ Phước

Hệ số dự trữ ổn định trong trường hợp vận hành sự cố N-1 đường dây ĐHN2 - Mỹ Phước:

$$K_{dt} = \frac{P_{gh} - P_0}{P_0} = \frac{13534 - 11030}{11030} * 100 = 22,7\%$$

Tính toán tương tự cho các kịch bản khác, kết quả như sau:

- Sự cố 2 mạch đường dây 500 kV ĐHN2 - Mỹ Phước: $K_{dt} = 13,7\%$

- Sự cố 1 mạch đường dây 500 kV ĐHN1 - Bình Dương 1: $K_{dt} = 17,7\%$

- Sự cố 2 mạch đường dây 500 kV ĐHN1 - Bình Dương 1: $K_{dt} = 10,7\%$

- Sự cố 1 mạch đường dây 500 kV Vĩnh Tân - Sông Mây: Kdt = 17,1%

- Sự cố 2 mạch đường dây 500 kV Vĩnh Tân - Sông Mây: Kdt = 10,4%

Nhận thấy, ở chế độ N-1, hệ số dự trữ ổn định tĩnh đạt dưới 20%. Cần có biện pháp nâng cao giới hạn ổn định tĩnh. Trong các giải pháp nâng cao ổn định tĩnh hệ thống điện, chúng ta nên nghiên cứu đề xuất giải pháp đặt tụ bù tĩnh tại khu vực trung tâm phụ tải Đông Nam Bộ với tổng dung lượng khoảng 700 MVar lân cận các trạm biến áp 500 kV đầu mối là Mỹ Phước, Cầu Bông, Bình Dương 1, Sông Mây, Tân Uyên, Củ Chi và Tân Định.

Kết quả tính toán giới hạn ổn định tĩnh sau khi đặt bù công suất phản kháng như bảng 1.

Bảng 1: so sánh hệ số dự trữ trước và sau khi đặt bù công suất phản kháng

STT	Kịch bản	Kdt (%)	
		Trước khi đặt bù	Sau khi đặt bù
1	Kịch bản cơ sở	22,7	26,9
2	Sự cố 1 mạch ĐHN2 - Mỹ Phước	18,8	23,1
3	Sự cố 2 mạch ĐHN2 - Mỹ Phước	13,7	18,2
4	Sự cố 1 mạch ĐHN1 - Bình Dương 1	17,7	22,0
5	Sự cố 2 mạch ĐHN1 - Bình Dương 1	10,7	15,3
6	Sự cố 1 mạch Vĩnh Tân - Sông Mây	17,1	21,4
7	Sự cố 2 mạch Vĩnh Tân - Sông Mây	10,4	14,9

Nhận thấy, sau khi đặt bù công suất phản kháng phía khu vực phụ tải, hệ số dự trữ ổn định tĩnh đã được cải thiện đáng kể, đạt trên 20% ở chế độ N-1, nâng cao rõ rệt ở chế độ N-2.

Kết luận và kiến nghị

Sự xuất hiện của nhà máy ĐHN Ninh Thuận I và II sẽ đáp ứng kịp thời nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao của miền Nam. Tuy nhiên, do quy mô công suất lớn, cùng với khoảng cách truyền tải xa đã dẫn tới những thách thức cho việc thiết kế hệ thống truyền tải cũng như khả năng thích ứng của lưới điện. Nghiên cứu này phân tích sự ảnh hưởng của các tổ máy ĐHN tới vận hành lưới điện trên quan điểm ổn định hệ thống điện. Nghiên cứu đã tính ra hằng số công suất - tần

số của hệ thống điện Việt Nam khoảng 1,74%/0,1 Hz, thể hiện khả năng hấp thụ tốt tổ máy ĐHN cỡ 1000 MW. Mô phỏng ổn định động tính được thời gian cắt giới hạn của lưới 500 kV khu vực khi sự cố N-1 là từ 208-244 ms. Giá trị này cao hơn nhiều so với thời gian cắt định mức quy định của Việt Nam là 80 ms, cao hơn ngưỡng khuyến cáo của nhà sản xuất máy phát ĐHN (150 ms). Đối với trường hợp vận hành bình thường, giới hạn truyền tải của 10 đường dây 500 kV từ cụm nguồn ĐHN truyền tải về Đông Nam Bộ đạt khoảng 13,534 MW, mức độ dự trữ ổn định là 22,7%. Khi sự cố N-1 mức độ dự trữ ổn định là 17,1-18,8%, khi sự cố N-2 thì dự trữ ổn định đạt 10,4-13,7%.

Qua đó, tác giả đề xuất biện pháp nâng cao giới hạn ổn định tĩnh hệ thống bằng việc đặt tụ bù ngang tại khu vực 7 vị trí trạm 500 kV đầu mối với tổng dung lượng 700 MVar. Kết quả tính toán cho thấy, các giới hạn ổn định tĩnh hệ thống được nâng lên rõ rệt: ở điều kiện vận hành bình thường, dự trữ ổn định đạt 26,9%; tiêu chí N-1 đã đáp ứng được mức độ dự phòng ổn định của hệ thống trên 20%.

Khác với các nhà máy điện thông thường, nhà máy ĐHN có những yêu cầu tương đối nghiêm ngặt về chế độ vận hành trong hệ thống điện. Vì vậy, để đảm bảo an toàn vận hành, rất cần có những nghiên cứu chuyên sâu về tương tác qua lại giữa nhà máy ĐHN với hệ thống điện; nghiên cứu đặt bù nhằm nâng cao dự trữ truyền tải; tính toán cấu trúc lưới điện truyền tải nhằm đảm bảo truyền tải hết công suất ĐHN, đồng thời hạn chế dòng điện ngắn mạch.

Tài liệu tham khảo

- [1] IE, "Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến 2030", Hà Nội 2011.
- [2] EVN, "Báo cáo thường niên EVN 2013", Hà Nội 2013.
- [3] IAEA, "Technical Reports Series No. 271: Introducing Nuclear Power Plants into Electrical Power Systems of Limited Capacity: Problems and Remedial Measures", Vienna 1987.
- [4] JAPC - Japan Atomic Power Company, "Ninh Thuan 2 Nuclear Power Plant: Chapter 2. Rationale for investment necessity, time of appearance, role and capacity, working regime of Ninh Thuan 2", Tokyo 2012.
- [5] MOIT, "Thông tư 12 Quy định hệ thống điện truyền tải", Bộ Công thương, 2010.
- [6] UCTE, "UCTE Operation Handbook", UCTE, 2010.
- [7] P. Sauer and M. Pai, "Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian", Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 5, pp. 1374-1383, 1990.
- [8] L.V. Út, "Phân tích và điều khiển ổn định hệ thống điện", Nxb Khoa học và Kỹ thuật, 2011.