

Quy hoạch hệ thống điện Việt Nam – nhìn từ phía an ninh năng lượng Quốc gia

Ths.Nguyễn Anh Tuấn và KS. Nguyễn Mạnh Cường, Viện Năng lượng

1. Đặt vấn đề

Một trong những mối quan tâm hàng đầu của các quốc gia là vấn đề an ninh trong cung cấp điện, an ninh năng lượng (ANNL) trong hệ thống điện. Ngày nay và trong một vài thập kỷ tới, ngoại trừ Nga, Mỹ và một vài nước Trung Đông, nhiều nước đang và sẽ sớm đối mặt với thiếu hụt cung cấp năng lượng (NL). Việt Nam tuy mới là quốc gia có nền kinh tế đang phát triển và mới đạt được mức độ thu nhập trung bình, nhưng với sức rướn của một đất nước giàu truyền thống và con người thông minh cần cù, dự báo đất nước ta sẽ tiếp tục phát triển nhanh trong những thập kỷ tới. Cung cầu năng lượng nói chung và cung cầu điện nói riêng ở nước ta đang có những vấn đề bức xúc đặt ra. Xem xét nghiên cứu một cách nghiêm túc và sâu sắc về các giải pháp ANNL trong hệ thống điện (HTĐ) là vấn đề không chỉ của Nhà nước, Chính phủ mà là trách nhiệm của mỗi người chúng ta.

Đặc điểm địa hình đất nước ta dài và hẹp, tài nguyên NL phân bố không đồng đều với các mỏ than trữ lượng lớn hầu hết tập trung ở vùng Quảng Ninh, trữ lượng khí đốt chủ yếu nằm ở thềm lục địa Đông và Tây Nam bộ, trữ lượng thủy điện chủ yếu phân bố ở miền Bắc và miền Trung. Trong khi nhu cầu tiêu thụ điện lại tập trung khoảng 50% ở miền Nam, khoảng 40% ở miền Bắc và chỉ trên 10% ở miền Trung. Trong 20 năm qua các Quy hoạch điện Quốc gia (QHĐ) từ QHĐ 4 đến QHĐ 7 do Viện Năng lượng nghiên cứu, việc quy hoạch phát triển các nhà máy điện cũng như lưới truyền tải điện đã luôn đề ra các giải pháp nhằm đảm bảo khai thác hợp lý các nguồn tài nguyên NL trên từng miền. Tiến độ xây dựng các nhà máy điện được dự kiến sao cho phù hợp với tăng trưởng nhu cầu phụ tải từng khu vực, cấu trúc nguồn điện luôn được dự kiến sao cho chi phí đầu tư và vận hành thấp nhất. Đường trục truyền tải 500kV được xây dựng nhằm tăng cường an ninh cung cấp điện, hỗ trợ nguồn điện giữa các miền phù hợp với yếu tố mùa của các nhà máy thủy điện (NMTĐ), phù hợp với đặc điểm phụ tải các miền...

Tuy nhiên, trong thực tế đã nảy sinh một số vấn đề như: nhu cầu điện tăng nhanh; sử dụng điện còn lãng phí; các nguồn nhiên liệu hóa thạch đang dần cạn kiệt, trong khi nhập khẩu nhiên liệu gặp nhiều khó khăn; lưới truyền tải điện dài, kém tin cậy cung cấp điện... Trong khuôn khổ bài viết này, xin được tập trung vào một số vấn đề liên quan đến ANNL đang được nghiên cứu trong Báo cáo Điều chỉnh QHĐ 7 (ĐCQHĐ7), đó là:

- i) Hiệu chỉnh lại dự báo nhu cầu điện đến năm 2030 với mục tiêu giảm dần cường độ tiêu thụ điện, tăng hiệu quả sử dụng điện và hiệu quả đầu tư các công trình điện;

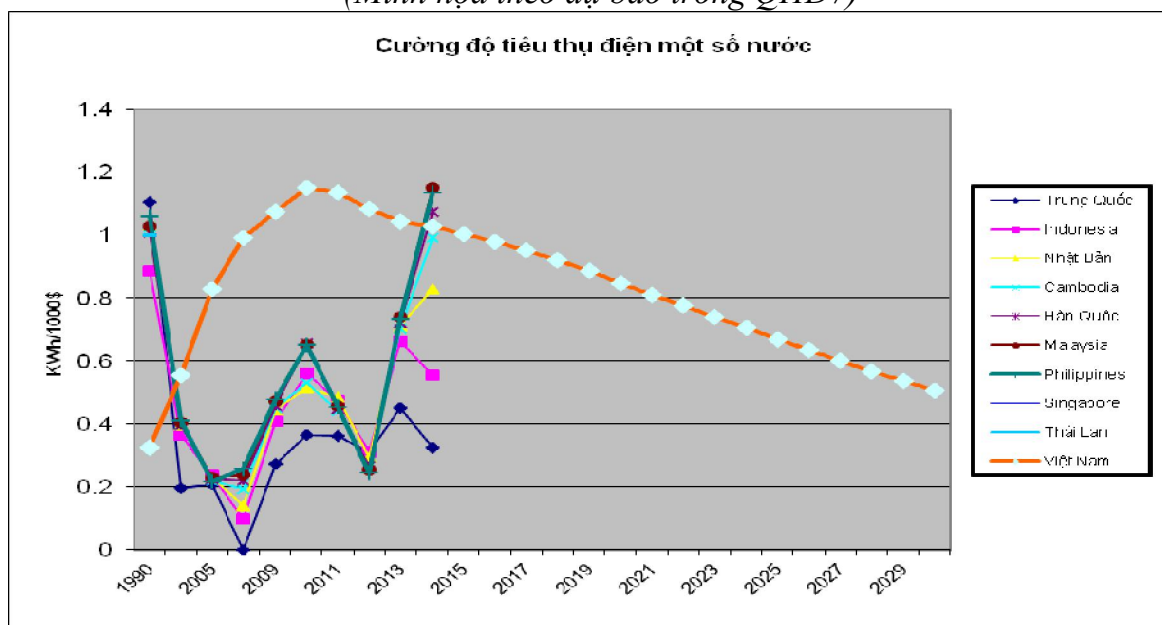
- ii) Tăng cường tỷ trọng các nguồn năng lượng sạch: điện từ năng lượng tái tạo, từ khí đốt và khí hoá lỏng (LNG)... để giảm thiểu tác động đến môi trường, phát triển bền vững;
- iii) Nghiên cứu đề xuất các giải pháp mới về quy hoạch lưới truyền tải: liên kết lưới truyền tải Bắc-Trung-Nam, truyền tải công suất lớn từ các cụm nhiệt điện - điện hạt nhân từ duyên hải nam Trung bộ về Nam bộ, giảm dòng ngắn mạch...

2. Hiệu chỉnh dự báo nhu cầu điện đến năm 2030

a. Các giả thiết về xu thế tăng trưởng kinh tế và quy mô dân số

Trong QHĐ7, **nhu cầu phụ tải điện** mức cơ sở được phê duyệt với mức tăng trưởng bình quân **12,7%/năm** trong giai đoạn **2011-2020** và tương ứng **7,8%/năm** giai đoạn **2021-2030**. Cơ sở chủ yếu cho dự báo nhu cầu điện dựa trên kịch bản tăng trưởng GDP bình quân 7,5%/năm (2011-2015), 8%/năm (2016-2020), 7,8%/năm (2021-2030). Phương án dự báo này kỳ vọng ở giai đoạn công nghiệp hóa mở rộng từ 2011-2015, cường độ điện/GDP sẽ đạt đỉnh (~1,1-:~1,15kWh/US\$ năm) và sẽ giảm dần tới khoảng 0,51kWh/US\$ vào năm 2030. Cường độ điện giảm là xu thế chung của các nước khi chuyển từ giai đoạn thu nhập thấp sang thu nhập trung bình và cao, khi mà các ngành kinh tế cũng chuyển từ dựa vào mở rộng sản xuất sang tăng năng suất, hiệu quả và tăng các ngành dịch vụ. Xu thế cường độ điện/GDP được cho trong hình 1:

Hình 1 Cường độ điện/GDP của Việt Nam và một số nước
(Minh họa theo dự báo trong QHĐ7)



Thực tế 3 năm 2011-2013 vừa qua, tăng trưởng GDP chỉ đạt bình quân 5,64%/năm, trong khi nhu cầu điện tăng bình quân 3 năm là 9,9%/năm. Kỳ vọng phục hồi tăng trưởng GDP nhanh của Việt Nam sau khủng hoảng kinh tế thế giới 2007-2008 đã không trở thành hiện thực. Dự báo tăng trưởng GDP năm 2014 và năm 2015 chỉ ở mức 5,8 và 6,2%/năm. Thay vì mức kỳ vọng giai đoạn 2011-2015 GDP tăng bình quân 7,5%/năm, GDP bình quân giai đoạn này chỉ tăng khoảng 5,8%/năm.

Theo các chuyên gia kinh tế của Viện Chiến lược, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, các kịch bản tăng trưởng GDP của Việt Nam trong thời kỳ đẩy mạnh công cuộc CNH, HĐH từ nay đến năm 2030 đang được nghiên cứu. Tuy chưa có dự báo chính thức, nhưng có thể tham khảo chuyên gia một số phương án như sau:

Dựa vào các yếu tố tạo nên tăng trưởng GDP: i) khả năng huy động và hiệu quả sử dụng vốn đầu tư phát triển; ii) quy mô dân số, lực lượng lao động và năng suất lao động; iii) đóng góp của các vùng kinh tế, hai kịch bản tăng trưởng GDP được dự kiến là:

Kịch bản GDP cơ sở: giả thiết khả năng huy động vốn đầu tư trung bình trên GDP đạt 32%. Việt Nam vẫn tiếp tục có dòng vốn đầu tư trực tiếp (FDI) và gián tiếp (FII) từ nước ngoài nhờ có sẵn nguồn lao động dồi dào, giá nhân công rẻ, sự chuyển dịch đầu tư vào các nền kinh tế mới nổi. Bên cạnh đó, Việt Nam vẫn tiếp tục nhận được vốn vay ưu đãi ODA tuy có giảm dần. Hệ số hiệu quả sử dụng vốn đầu tư ICOR đang còn cao, nhưng đã giảm dần từ 6,7 năm 2008 xuống 5,6 năm 2013. Dự báo ở kịch bản này ICOR sẽ giảm còn 4,6 giai đoạn từ sau 2015. Dự báo tăng trưởng dân số Việt Nam dựa trên “ Dự báo dân số Việt Nam đến năm 2030” do Bộ Kế hoạch và đầu tư (MPI) phối hợp với Tổng cục Thống kê (GSO) thực hiện năm 2011, theo đó:

Tốc độ tăng dân số giai đoạn 2010-2020: 1,03%/năm

2021-2030: 0,71%/năm

Trong kịch bản này dự báo giai đoạn 2016-2020 GDP tăng bình quân 6,9%/năm, thời kỳ 2021-2035 GDP tăng bình quân 7%/năm, quy mô nền kinh tế và thu nhập bình quân đầu người dự báo tăng lên nhanh chóng. Năm 2035, quy mô nền kinh tế sẽ đạt gần 1.300 tỉ USD, gấp 11,6 lần năm 2010. Thu nhập bình quân đầu người đạt trên 12.000 USD, gấp gần 9,5 lần năm 2010. Thu nhập bình quân đầu người năm 2020 là 3370USD/người; năm 2030 là 7800USD/người. Trong kịch bản này, Việt Nam sẽ trở thành nước có mức thu nhập trung bình cao vào khoảng sau năm 2020 và nước có mức thu nhập cao vào năm 2030.

Kịch bản GDP cao: Giả thiết chủ đạo của kịch bản này là hiệu quả sử dụng vốn đầu tư được cải thiện hơn so với các giai đoạn trước cũng như kịch bản cơ sở. Giả thiết này hàm ý quá trình tái cơ cấu được triển khai thực hiện quyết liệt, sớm cải thiện được hiệu quả sử dụng vốn đầu tư, hệ số ICOR sẽ giảm còn 4,2 từ sau 2015. Các giả thiết về tỉ lệ tiết kiệm và tỉ lệ đầu tư FDI trên GDP là tương đương với kịch bản cơ sở. Kết quả dự báo của kịch bản này là GDP tăng bình quân 7,6%/năm trong giai đoạn 2016-2035. Trong kịch bản này, tốc độ tăng trưởng đạt cao hơn kịch bản cơ sở nên quy mô kinh tế và thu nhập bình quân đầu người của nền kinh tế và 3 vùng kinh tế cũng đạt cao hơn. Thu nhập bình quân đầu người đạt 3485USD/người năm 2020 và trên 8400USD/người năm 2030. Năm 2035, quy mô kinh tế sẽ đạt trên 1.400 tỉ USD, gấp hơn 13 lần năm 2010 và thu nhập bình quân đầu người đạt trên 13.500 USD, gấp hơn 10,6 lần năm 2010.

b. Các giả thiết về hiệu quả NL

Phù hợp với xu hướng tăng trưởng kinh tế, phát triển bền vững, các vấn đề về hiệu quả NL giai đoạn quy hoạch được giả thiết:

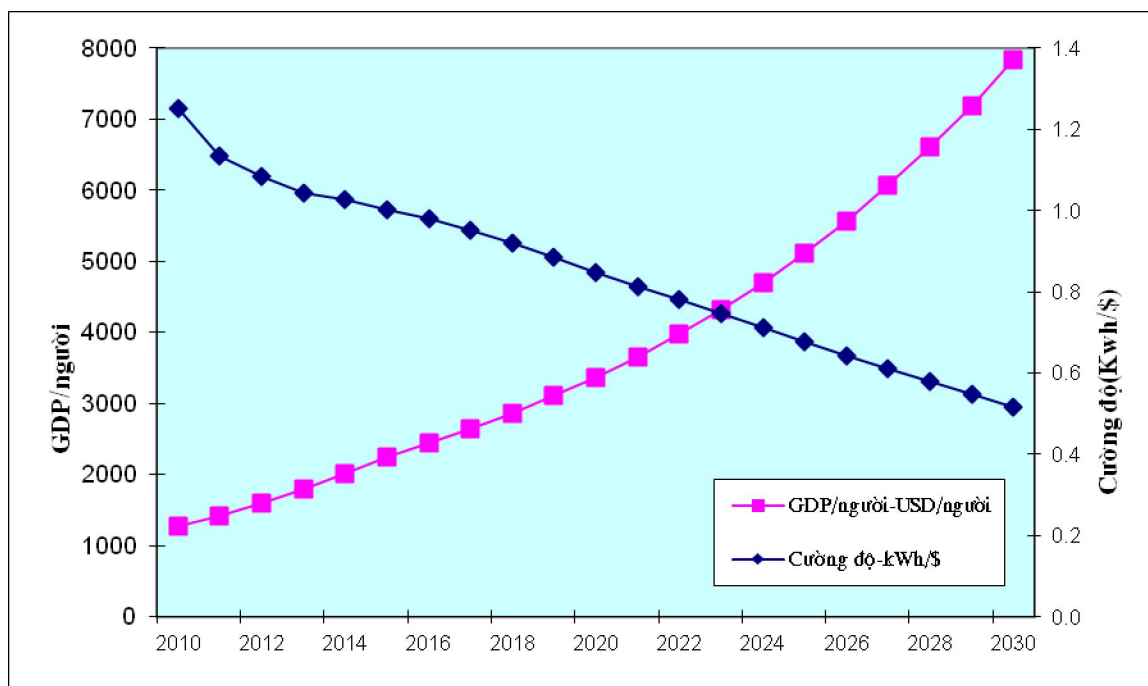
- Giảm tỷ trọng các ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng: định hướng này phù hợp với thay đổi cơ cấu ngành kinh tế, hướng tới các ngành công nghiệp “xanh” như CN điện tử, CN công nghệ cao, CN phụ trợ, CN sản xuất hàng tiêu dùng, hàng xuất khẩu cần nhiều lao động...

- Áp dụng công nghệ hiện đại, tăng năng suất và giảm tiêu hao NL trên một đơn vị sản phẩm.

- Thực hiện thành công Chương trình mục tiêu Quốc gia về hiệu quả và tiết kiệm năng lượng: dự kiến tỷ lệ tiết kiệm trong các ngành, lĩnh vực sẽ đạt từ 5-8%/năm tùy theo ngành, tổng tỷ lệ tiết kiệm sẽ đạt 12% tổng điện năng tiêu thụ vào năm 2020 và tương ứng 15% vào năm 2030.

Với các giả thiết như trên, kỳ vọng cường độ điện/GDP sẽ giảm liên tục từ nay đến 2030. Minh họa cường độ điện/GDP và GDP bình quân đầu người xem hình 2.

Hình 2. GDP bình quân đầu người và Cường độ điện/GDP của Việt Nam (KB cơ sở)



b. Dự báo nhu cầu điện hiệu chỉnh

Với các giả thiết về tăng trưởng GDP và xu thế kinh tế nêu trên, dự báo nhu cầu điện hiệu chỉnh được thực hiện theo phương pháp đa hồi quy (multi-Regression) và kết hợp với các phương pháp trực tiếp (giai đoạn ngắn hạn), phương pháp chuyên gia... Dự báo được tính toán trên cơ sở 2 kịch bản GDP với 2 phương án (PA) cơ sở và PA cao. Kết quả được tóm tắt như sau:

Bảng 1. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2030-PA cơ sở

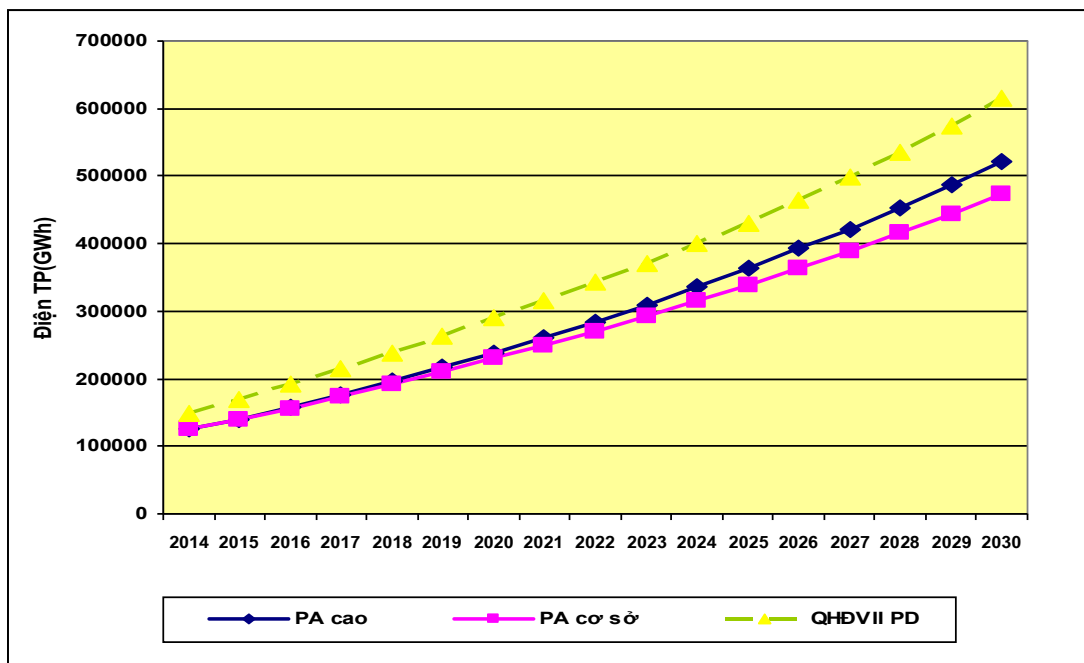
Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Điện thương phẩm	GWh	140000	230924	346312	495853
Điện sản xuất	GWh	158471	262414	393537	560285
<i>Pmax</i>	<i>MW</i>	24840	41605	62395	88833

Bảng 2. Tốc độ tăng trưởng các PA nhu cầu điện giai đoạn 2011 – 2030

Tăng trưởng điện thương phẩm			Tăng trưởng điện sản xuất		
Giai đoạn	PA cơ sở	PA cao	Giai đoạn	PA cơ sở	PA cao
2011-2015	10.0%	10.0%	2011-2015	9.6%	9.6%
2016-2020	10.5%	11.6%	2016-2020	10.6%	11.7%
2021-2025	8.4%	9.0%	2021-2025	8.4%	9.0%
2026-2030	7.4%	8.1%	2026-2030	7.3%	7.9%

Với các kết quả dự báo hiệu chỉnh, so sánh dự báo theo 2 PA cơ sở và cao với dự báo nhu cầu điện được phê duyệt theo QHĐ 7 như hình 3 dưới đây.

Hình 3. So sánh các phương án điều chỉnh dự báo nhu cầu điện với QHĐ7 phê duyệt



Kết quả điều chỉnh dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2030 ở cả 2 phương án cao và cơ sở đều thấp hơn dự báo đã được phê duyệt trong QHĐ 7, cụ thể như sau:

+ *Phương án phụ tải cơ sở:* ở phương án này nhu cầu điện cho toàn quốc giai đoạn đến năm 2015 thấp hơn QHĐ7 khoảng gần 30 tỷ kWh (gần 6000MW), năm 2020 thấp hơn 59 tỷ kWh (10400MW) và năm 2030 thấp hơn 119 tỷ kWh (21300MW).

+ *Phương án phụ tải cao*: ở phương án này nhu cầu điện cho Toàn quốc giai đoạn đến năm 2020 thấp hơn QHĐV7 khoảng 47 tỷ kWh (8300MW) và năm 2030 thấp hơn 65 tỷ kWh (11600MW).

Quan sát so sánh cường độ điện/GDP các hình 1 và 2 cho thấy: trong hiệu chỉnh dự báo nhu cầu điện, thay vì tiếp tục giữ ở mức khá cao trên 1kWh/USD giai đoạn 2011-2015, cường độ điện giảm ngay và liên tục từ năm 2010 tới năm 2030. mặc dù cường độ điện ở năm 2030 tương đương nhau khoảng 0,5kWh/USD, nhưng xu thế là khác nhau.

Có thể tham khảo thêm bảng dưới đây về cường độ điện/GDP một số nước quan sát trong giai đoạn 1980-2011

Bảng 3. Cường độ điện của một số nước trong khu vực

Đơn vị: kWh/1000USD giá cố định 2005

Quốc gia	1980	1990	2000	2005	2008	2009	2010	2011
Australia	286	342	330	307	297	299	296	292
Canada	552	597	523	494	457	437	458	458
Chile	274	302	379	403	395	399	382	395
Trung Quốc	1278	1103	885	1030	1023	1008	1026	1057
Indonesia	84	196	364	396	395	395	404	412
Ấn Độ	480	669	676	623	642	638	622	630
Nhật Bản	225	208	235	230	219	225	230	217
Cambodia			99	141	194	220	238	258
Hàn Quốc	214	271	409	445	450	457	472	479
Mexico	127	176	220	236	230	239	236	251
Malaysia	283	364	560	514	530	657	654	650
New Zealand	345	429	386	351	346	339	349	339
Philippines	337	360	473	483	441	447	457	453
LB Nga		1174	1343	1084	968	1000	1007	978
Singapore	282	309	312	294	266	267	253	244
Thái Lan	330	451	663	710	702	721	738	733
Hoa Kỳ	378	355	334	309	304	299	305	298
Việt Nam		326	555	829	992	1073	1149	1134

3. Tăng cường các nguồn NL sạch, năng lượng tái tạo (NLTT)

Theo Quyết định số 1208/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt QHĐ7, đến năm 2030 để đáp ứng nhu cầu điện sản xuất khoảng 695 TWh với Pmax khoảng 110GW, tổng công suất các nguồn điện lên tới khoảng 146,8GW với cơ cấu: thủy điện chiếm 11,8%; thủy điện tích năng 3,9%; nhiệt điện than 51,6%; nhiệt điện khí đốt 11,8% (trong đó sử dụng LNG 4,1%); nguồn điện sử dụng NLTT 9,4%; điện hạt nhân 6,6% và nhập khẩu điện 4,9%. Trong cơ cấu các nguồn NLTT, dự kiến đến năm 2030 sẽ có khoảng 4800MW thủy điện nhỏ, 6200MW điện gió, 2000MW điện sinh khối và khoảng 700MW các nguồn NLTT khác như điện mặt trời, điện địa nhiệt, điện thủy triều, điện từ rác thải...

Phù hợp với Chiến lược Tăng trưởng xanh được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt năm 2012, NLTT ngày càng có vai trò quan trọng trong khai thác các nguồn NL sạch, giảm ô nhiễm môi trường từ khí thải từ các dạng NL hóa thạch, phát triển bền vững. Việt Nam có tiềm năng NLTT phong phú và đa dạng: thủy điện nhỏ, NL sinh khối, NL mặt trời, khí sinh học, địa nhiệt...

Thủy điện nhỏ (TĐN): hiện nay đã có 226 nhà máy TĐN công suất >30MW đang vận hành với tổng công suất 1.635MW. Vừa qua việc phát triển thủy điện và TĐN khá ồ ạt đã gây ra một số vấn đề về phá rừng, xói lở đất, biến đổi dòng chảy, làm tăng thêm nguy cơ lũ ống, sạt lở... ảnh hưởng tới môi trường sinh thái và dân cư tại các vùng dự án. Chính phủ đã cho rà soát tổng thể tính hiệu quả, tác động tiêu cực của các dự án TĐN và Quốc Hội đã ban hành nghị quyết 612/2013/QH13 loại bớt 418 dự án TĐN với tổng công suất 1.174MW ra khỏi danh mục quy hoạch. Mặc dù vậy, đã có 171 dự án TĐN đang được tiếp tục xây dựng sau rà soát. Dự kiến đến năm 2017 sẽ có thêm 1000MW hoàn thành đi vào vận hành. Đến năm 2020 sẽ có tổng trên 3500MW TĐN vào vận hành và ước tính đến năm 2030 sẽ có tổng công suất TĐN khoảng trên 5000MW.

Điện gió: Nằm ở vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa, vị trí địa lý khá thuận lợi nên Việt Nam có nhiều tiềm năng về NL gió. Điện từ NL gió đã được nghiên cứu hàng chục năm qua. Dù sao giá thành sản xuất từ nguồn điện gió vẫn cao hơn các dạng NL hóa thạch khác do giá thiết bị, đặc tính vận hành với số giờ thấp... Chính phủ đã có những cơ chế hỗ trợ nguồn điện gió bằng Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế giá bán điện gió, gần đây Bộ Công Thương cũng cho nghiên cứu tiếp để có cơ chế giá điều chỉnh theo hướng khuyến khích thêm nguồn NL này. Tuy vậy từ năm 2011 đến nay mới chỉ có 52MW nguồn điện gió đi vào vận hành. Hiện nay dự án điện gió Bạc Liêu đang xây dựng giai đoạn 2 với tổng công suất 88MW. Trong 5 năm tới dự kiến sẽ có tổng khoảng 300MW điện gió và đến năm 2030, nếu có các cơ chế hỗ trợ mạnh, sẽ có tổng khoảng 5.000MW điện gió vào vận hành.

Điện sinh khối (ĐSK): Là một quốc gia trồng lúa nước và xuất khẩu hàng đầu thế giới về lúa gạo, các phụ phẩm nông nghiệp của Việt Nam rất dồi dào. Vừa qua Báo cáo Quy hoạch phát triển NL sinh khối vùng đồng bằng sông Cửu Long đã được Viện Năng lượng thực hiện, theo đó có thể phát triển được trên 900MW nguồn điện từ trấu, rơm rạ, phụ phẩm nông nghiệp từ khu vực này. Nếu chúng ta có những cơ chế hỗ trợ phù hợp, kỳ vọng trên toàn quốc có thể phát triển được khoảng 300MW vào năm 2020 và 1.500MW vào năm 2030.

Điện mặt trời (ĐMT): Việt Nam cũng có nhiều tiềm năng về NL mặt trời với số giờ nắng trung bình ở miền Nam là 2588h/năm, miền Trung 1980h/năm và miền Bắc 1681h/năm. Xu thế hiện nay đang thuận lợi khi mà giá thiết bị ĐMT giảm nhanh trong thời gian gần đây và còn tiếp tục giảm. Tính trung bình giá đầu tư 1kW công suất ĐMT hiện nay chỉ khoảng 2.500USD, bằng 1/3 so với cách đây 5 năm. Một ví dụ về áp dụng ĐMT ở Thái Lan là: năm 2009 có khoảng 30MW ĐMT, nhờ có cơ chế fit-in-tarif của Chính phủ Thái Lan, năm 2013 tổng công suất ĐMT ở Thái Lan là ~800MW. Trong Quy hoạch điện lập năm 2014 của quốc gia này, dự kiến đến năm 2030 sẽ có 3.000MW ĐMT. Với mong muốn chúng ta sẽ học hỏi được kinh nghiệm từ Thái Lan, chúng tôi kỳ vọng đến năm 2030 Việt Nam sẽ có khoảng 1.500MW ĐMT.

Các loại nguồn NLTT khác: Ngoài các dạng NLTT kể trên, Việt Nam cũng có thể phát triển nguồn điện từ rác thải đô thị và rác công nghiệp, điện từ các nguồn khí sinh học, điện địa nhiệt... với tổng công suất đến năm 2030 khoảng 700MW.

Với định hướng khuyến khích phát triển NLTT và những phân tích tổng hợp nêu trên, tổng công suất nguồn NLTT dự kiến sẽ đạt 13.700MW, tương đương với mức mà Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt trong QHĐ7 tuy có thay đổi giữa tỷ trọng điện mặt trời và nguồn điện gió thông qua các cập nhật gần đây.

Khí đốt: một trong các nguồn NL được coi là “sạch” – khí đốt đã được khai thác cho phát điện từ trước những năm 2000. Đến năm 2014 tổng công suất nguồn NĐ tuabin khí là 7.446MW, lượng khí sử dụng cho phát điện những năm gần đây từ 7,8 -:- 8,2 tỷ m³. Theo những đánh giá cập nhật từ PVN, lượng khí đốt có thể cung cấp cho phát điện ở khu vực Cửu long-Nam Côn Sơn (cấp cho các NMD Phú mỹ, Bà Rịa) sẽ đủ cho đến khoảng năm 2023-:-2024, sau đó nguồn khí tại đây sẽ giảm mạnh, cần thiết có phương án thay thế nhiên liệu cho cụm nhà máy này với tổng công suất gần 4.000MW. Tại khu vực Ô Môn, thỏa thuận hợp đồng cấp khí từ Lô B đã không đạt được, nhà đầu tư mỏ Lô B-Chevron đã xin rút khỏi dự án và đang tìm đối tác để nhượng quyền phát triển. Dự kiến khu vực này phải sau năm 2023 mới có thể cấp khí cho cụm tuabin khí Ô Môn. Chính phủ đã duyệt Quy hoạch

chuỗi Khí LNG (nhập khẩu) – điện tại khu vực Sơn Mỹ - Bình Thuận để đến sau năm 2020 sẽ xây dựng kho LNG tại đây với quy mô từ 3-:6 triệu tấn LNG cấp nhiên liệu cho cụm tuabin khí Sơn Mỹ và cấp bù khí đốt cho cụm Phú Mỹ-Bà Rịa. Tập đoàn dầu khí ExxonMobil đã thăm dò khảo sát tại khu vực Lô 118 (Cá Voi Xanh) và ExxonMobil và PVN đã đệ trình Bộ Công Thương và Chính phủ kế hoạch khai thác và đưa khí vào bờ cung cấp cho NM tubin khí tại khu vực Quảng Nam-Quảng Ngãi với năng lực ban đầu khoảng 3 tỷ m³/năm, sau đó nâng lên 7-:7 tỷ m³/năm. Dự kiến tại đây giai đoạn 2021-2022 sẽ có thể xây dựng khoảng 2.500MW tubin khí chu trình hỗn hợp, khoảng từ 2028 nâng lên 4.500-:5.000MW.

Như vậy, cần thiết nghiên cứu để có thể đưa lượng khí thì Lô 118 vào bờ, làm tăng nguồn cung nhiên liệu nội địa, tăng tỷ trọng nhiên liệu “sạch” cho phát điện và giảm lượng than cần nhập khẩu.

4. Các giải pháp về lưới truyền tải

a. Truyền tải miền Bắc – miền Trung

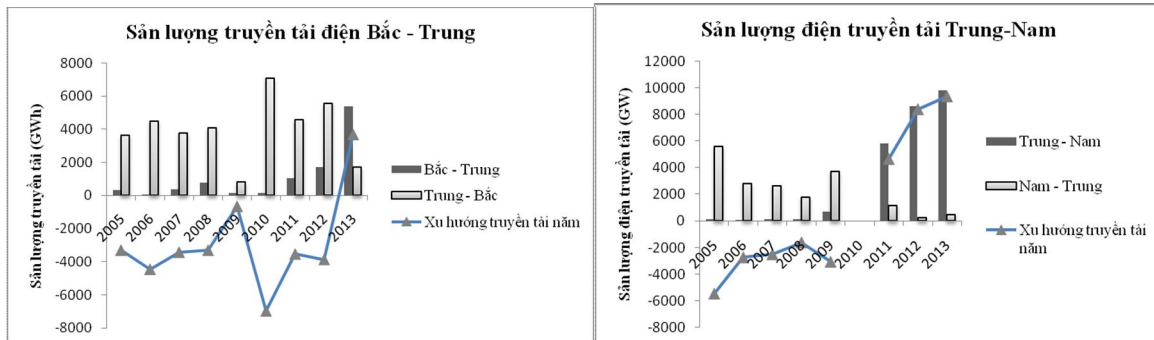
Do những đặc điểm địa lý, phân bố nguồn tài nguyên và phân vùng nhu cầu điện, Hệ thống điện (HTĐ) Việt Nam từ Bắc tới Nam hiện nay được liên kết bằng các đường truyền tải 500kV gồm: 2 mạch đường dây (ĐZ) 500kV miền Bắc liên kết với miền Trung; 3 mạch ĐZ 500kV liên kết miền Trung với miền Nam và sắp tới đến 2016 sẽ là 4 mạch Trung Nam (hoàn chỉnh 2 mạch 500kV Pleiku – Cầu Bông).

Trong các Quy hoạch điện Quốc gia, một trong các tiêu chí quan trọng là: quy hoạch tiến độ các nguồn NMNĐ cần phù hợp với phụ tải từng miền để giảm tổn thất truyền tải xa, giảm áp lực đầu tư lưới truyền tải liên miền khi chưa cần thiết. Tuy nhiên do quá trình thực hiện quy hoạch các năm gần đây, dự án tuabin khí Ô Môn bị chậm nhiều năm do vướng mắc khâu cung cấp khí, nhiều dự án nhiệt điện than ở miền Nam gặp khó khăn về vốn đầu tư, địa hình không thuận lợi, nền đất yếu, cảng than và việc vận chuyển than triển khai chậm hơn kế hoạch. Mặt khác thị trường phát điện chưa phân biệt giá mua điện tại các vị trí khác nhau trên toàn HTĐ, dẫn đến nhiều nhà đầu tư đang chuyển hướng sang các dự án nhiệt điện than ở miền Bắc và miền Trung.

Ba năm gần đây, phụ tải tăng cao của Miền Nam đã vượt quá khả năng cấp nguồn tại chỗ, lượng điện thiếu hụt phải nhận chủ yếu từ các nguồn thủy điện Miền Trung và nguồn điện Miền Bắc thông qua đường dây 500 kV liên kết. Sản lượng truyền tải trên giao diện Trung – Nam có xu hướng tăng lên, năm 2013 đạt mức kỷ lục, khoảng 9,8 tỷ kWh, chiếm

17% nhu cầu điện Miền Nam. Truyền tải Bắc -> Trung cũng có xu hướng tăng mạnh, năm 2013 đạt 5,3 tỷ kWh [1], lớn nhất từ trước tới nay (xem đồ thị).

Hình 4 Sản lượng truyền tải Bắc – Trung và Trung - Nam g/d 2005-2013

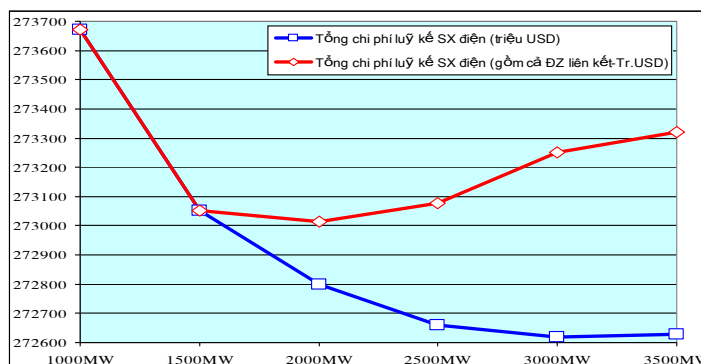


Để chuẩn bị cho kịch bản truyền tải cao trên ĐZ 500 kV liên kết miền, ngày 5/5/2014, EVN đã đóng điện thành công thêm mạch kép ĐZ liên kết Trung – Nam: Pleiku – Mỹ Phước - Cầu Bông, đồng thời năm 2014 sẽ hoàn thành nâng cấp toàn bộ dàn tụ bù dọc trên ĐZ 500 kV Bắc Nam từ dòng định mức 1000 A lên 2000 A.

Vấn đề đặt ra hiện nay là: có nên tiếp tục phát triển thêm các ĐZ 500 kV liên kết Bắc – Nam?

Để trả lời câu hỏi trên, cần phải giải bài toán vận hành tối ưu nguồn điện khi tăng dần dung lượng truyền tải liên miền. Năm 2009, Viện Năng lượng đã tiến hành nghiên cứu đề án cân đối cung cầu điện các miền nhằm tìm ra công suất truyền tải liên kết tối ưu Bắc – Nam và xem xét tăng cường ĐZ siêu cao xoay chiều (ĐZ HVAC) hoặc siêu cao áp 1 chiều (HVDC) 500kV [2]. Với giả thiết việc phân bố và tiến độ vào các nguồn nhiệt điện là phù hợp với nhu cầu phụ tải mỗi miền, đảm bảo các miền tự cân đối tối đa cung - cầu, phần năng lượng trao đổi phụ thuộc chủ yếu vào tính bất đồng giữa các biểu đồ phụ tải và tính chất mùa của các NM thủy điện, tiến hành tính toán tổng chi phí nhiên liệu để sản xuất điện của toàn hệ thống khi quy mô công suất trao đổi tăng dần từ 1000 MW đến 3500 MW. Kết quả được tổng hợp theo đồ thị sau:

Hình 5. Chi phí SX điện khi tăng truyền tải Bắc – Nam bằng ĐZ 500 kV xoay chiều



Đối với phương án tăng cường truyền tải Bắc – Nam bằng ĐZ xoay chiều HVAC, nếu chỉ tính chi phí nhiên liệu thì việc nâng dần dung lượng truyền tải Bắc – Nam sẽ giúp vận hành tối ưu nguồn, giảm chi phí toàn hệ thống. Tuy nhiên, sự giảm này đạt bão hòa khi dung lượng công suất truyền tải đạt 2500-3000 MW. Nếu xét thêm chi phí đầu tư cho khoảng 900 km ĐZ AC 500 kV Bắc Nam và các trạm bù 500 kV trung gian thì tổng chi phí hệ thống có điểm cực tiểu tại $P_{\text{trao đổi}} = 2000$ MW. Khi dung lượng truyền tải tăng trên 2500 MW, chi phí đầu tư ĐZ truyền tải tăng cao, trong khi chi phí nhiên liệu không giảm nhiều, dẫn tới tăng tổng chi phí hệ thống.

Đối với phương án tăng cường thêm 2000 MW dung lượng truyền tải qua ĐZ một chiều HVDC 500 kV Bắc – Nam, tổng chi phí hệ thống có xu hướng tăng mạnh. Nguyên nhân tăng do chi phí đầu tư, chi phí tổn thất và chi phí vận hành bảo dưỡng các hạng mục trạm chuyển đổi AC-DC, DC-AC lớn hơn rất nhiều so với việc giảm chi phí nhiên liệu do vận hành tối ưu nguồn.

Hơn nữa, khoảng trước năm 2020 trở đi, nguồn than khai thác trong nước sẽ chỉ đủ cho duy trì các NMNĐ than hiện có và đang được xây dựng. Hầu hết các NMNĐ than đang chuẩn bị đầu tư sẽ phải sử dụng than nhập khẩu. Với hai thị trường than mà Việt Nam có thuận lợi khi nhập khẩu là Úc và Indonesia, thì việc xây dựng thêm các NMNĐ than nhập ở miền Bắc, gây dư thừa điện năng và xây dựng thêm ĐZ 500kV để tải vào miền Trung, miền Nam là rất bất hợp lý, vì than nhập sẽ phải vận chuyển từ phía Nam lên.

b. Truyền tải Trung - Nam

Như đã nêu ở trên, khu vực miền Trung có nhu cầu phụ tải chỉ chiếm trên 10% toàn quốc (năm 2013 P_{max} miền Trung 2382MW, bằng 11,9% P_{max} toàn quốc 20.010MW), nhưng hiện đã có trên 4.400MW thủy điện đang vận hành. Theo QHĐ7, khoảng 2020 sẽ có thêm 1200MW NĐ than ở Quảng Trị và đến 2024 sẽ có khoảng 1350MW tuabin khí ở khu vực Quảng Ngãi. Gần đây Chính phủ đã cho phép nhà đầu tư Singapor nghiên cứu phát triển NMNĐ than 1200MW tại khu vực Dung Quất, Quảng Ngãi đưa vào giai đoạn sau 2020. Trong ĐCQHĐ 7, cùng với việc đưa khí Cá Voi xanh vào cấp cho khoảng 2.500MW (2022) 5.000MW (2029) tuabin khí (thay cho 1350MW tubin khí được phê duyệt trong QHĐ7), miền Trung sẽ luôn dư thừa điện và chuyển tới miền Nam. Đặc biệt, nếu có thêm một tổ máy của NMĐ hạt nhân thứ 3 được xây dựng ở miền Trung (khu vực Quảng Ngãi hoặc Bình Định) thì xu thế dòng điện năng từ Trung – Nam sẽ càng ngày càng cao. Với 4 mạch ĐZ 500kV hiện nay sẽ không thể truyền tải hết sản lượng điện này. Do vậy giai đoạn 2021-2025 cần nâng cấp lưới truyền tải: xem xét đầu tư thêm các ĐZ 500 kV mới từ Miền Trung vào trung tâm phụ tải Miền Nam, chiều dài khoảng 520 km.

Khoảng cách truyền tải 520km có thể xem xét phương án truyền tải bằng đường dây HVDC +/- 500 kV [3]. So sánh 2 phương án: phương án 1 xây dựng mới 01 ĐZ mạch kép xoay chiều 500kV; phương án 2 xây dựng mới 01 ĐZ một chiều mạch kép HVDC +/- 500kV. Kết quả tính toán chi phí đầu tư và chi phí hiện tại hóa như bảng dưới đây.

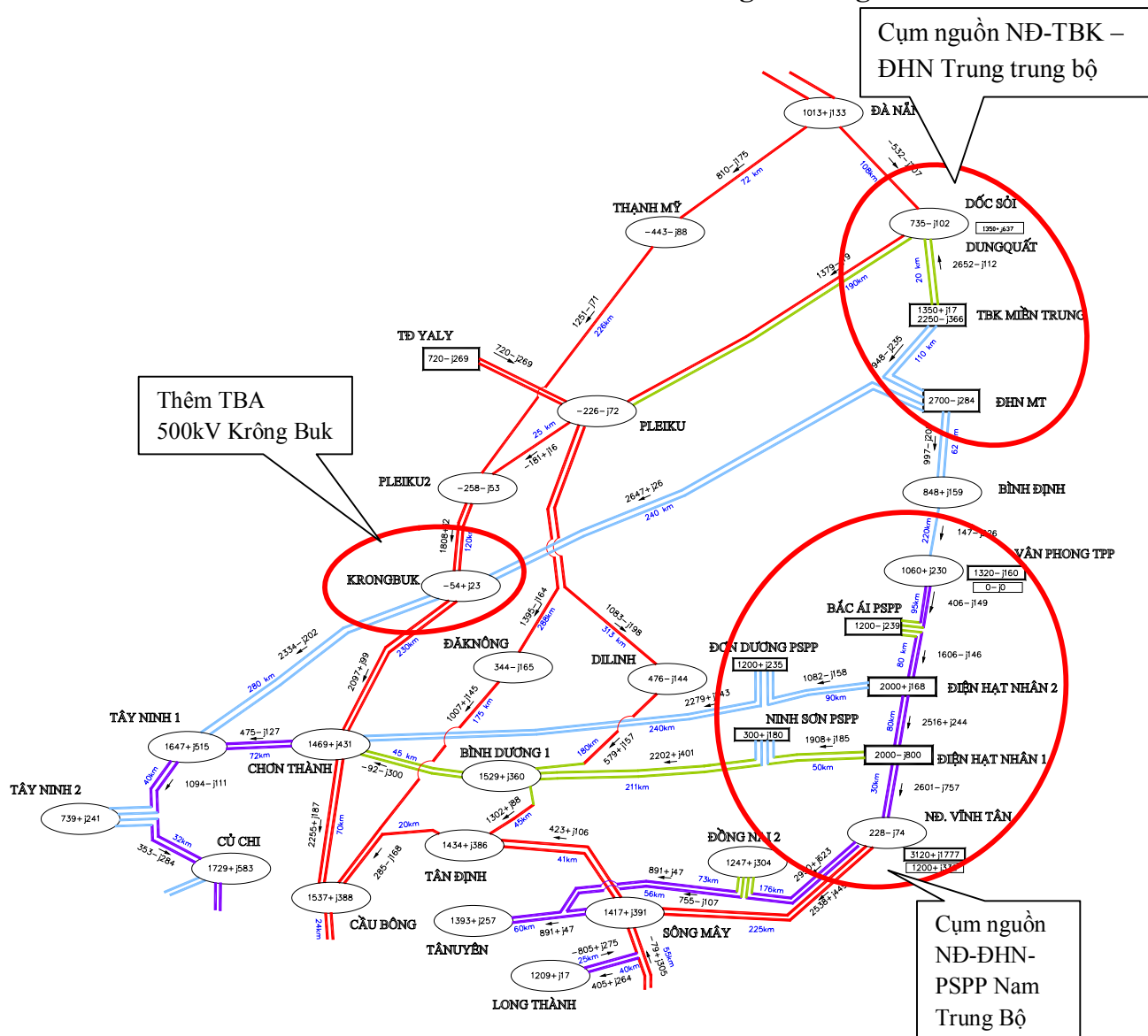
Bảng 4. So sánh phương án truyền tải HVAC và HVDC Trung - Nam

STT	Phương án	Đơn vị	HVAC	HVDC
1	Vốn đầu tư	Mil. USD	635	971
2	% Vốn đầu tư		100%	153%
3	Chi phí hiện tại hóa	Mil. USD	800.8	1066.4
4	% Chi phí hiện tại hóa		100%	133%

Phương án HVDC Trung – Nam có chi phí đầu tư lớn gấp 1,5 lần, chi phí hiện tại hóa cũng cao hơn phương án HVAC. Nguyên nhân chủ yếu là do giá thành các trạm chuyển đổi AC/DC hiện tại còn khá cao, trong khi phương án xoay chiều có thể tận dụng được các đường dây 500kV hiện có. Về mặt kỹ thuật, ĐZ một chiều vận hành tổn thất ít hơn đáng kể so với đường dây xoay chiều do không phải truyền tải công suất phản kháng. Nhưng tổn thất trong các trạm chuyển đổi AC/DC là khá lớn (khoảng 1,2%). Ngoài ra, việc sử dụng điện một chiều sẽ phát sinh những vấn đề mới về mặt kỹ thuật như hiện tượng sóng hài, cộng hưởng và các hệ thống điều khiển, chế độ bảo dưỡng, vận hành rất phức tạp.

Như vậy đến năm 2030 sẽ có tổng cộng 6 mạch ĐZ 500kV liên kết Trung-Nam. Hình dưới đây minh họa phương án đề xuất tăng cường ĐZ 500kV miền Trung – miền Nam

Hình 6. Sơ đồ lưới 500kV liên kết Trung – Nam g/d đến 2030



c. Vấn đề giảm dòng điện ngắn mạch trong lưới truyền tải

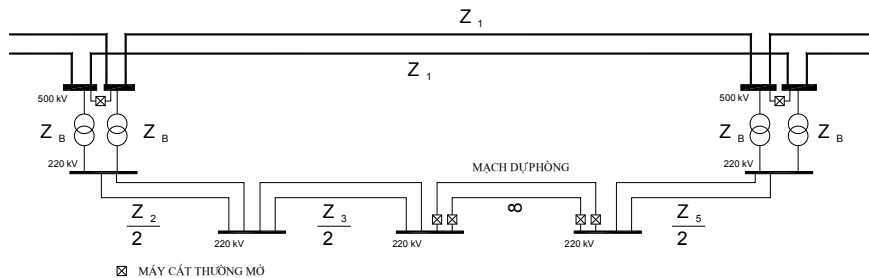
Vấn đề dòng điện ngắn mạch tăng cao vượt ngưỡng cho phép bắt đầu xuất hiện từ những năm 2009 trở lại đây trên lưới điện khu vực Phú Mỹ và phụ cận (sau khi NĐ Nhơn Trạch vận hành). Ở Miền Bắc cũng bắt đầu xuất hiện vấn đề dòng điện ngắn mạch sau khi TĐ Sơn La và các NĐ than khu vực Đông Bắc vận hành (từ 2010). Quá nhiều nguồn đổ về một điểm chính là nguyên nhân của dòng điện ngắn mạch tăng cao.

Theo nguyên lý thiết kế lưới truyền tải của ĐCQHĐ7, hệ thống truyền tải sẽ được thiết kế và vận hành theo cấu trúc xu thế “phân tán hóa”, không tập trung quá nhiều nguồn vào một điểm, các trạm biến áp (TBA) truyền tải 500, 220 kV cũng phải có thiết kế linh

hoạt để có khả năng tách thành 2 phần vận hành độc lập, có liên lạc khi cần thiết. Hệ thống điện sẽ vận hành theo cấu trúc 1 hoặc cấu trúc 2 như hình vẽ.

Cấu trúc 1: lưới điện truyền tải thiết kế mạch vòng kép, vận hành hình tia (mô hình Nhật Bản).

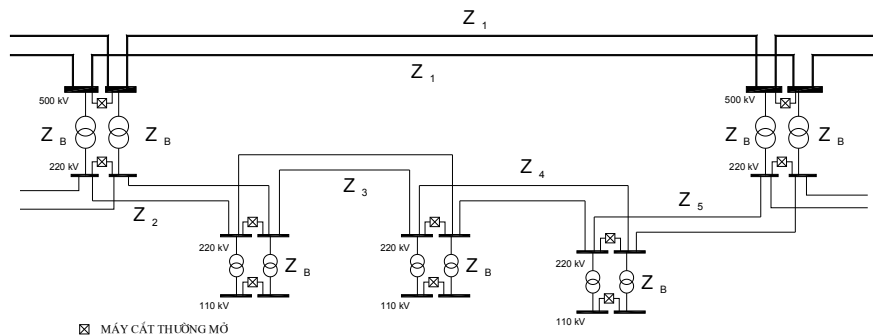
Hình 7. Thiết kế mạch vòng kép, vận hành hình tia



Cấu trúc 1 được sử dụng rộng rãi tại Nhật Bản [7], cũng là mô hình đề xuất trong QHĐ 5, 6, 7. Kết quả tính toán ngắn mạch theo cấu trúc 1 của QHĐ 5, 6, 7 cho thấy dòng điện ngắn mạch trên lưới truyền tải đảm bảo trong ngưỡng cho phép. Mạch dự phòng chỉ được đóng lại khi xảy ra sự cố quá tải hay thiếu nguồn cấp cho các trạm lân cận. Cấu trúc 1 chính là mô hình vận hành lưới điện phân phối 110 kV hiện nay tại khu vực Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh.

Cấu trúc 2: lưới điện truyền tải thiết kế mạch vòng kép, vận hành 2 mạch vòng đơn.

Hình 8. Thiết kế mạch vòng kép vận hành hai mạch vòng đơn



Cấu trúc 2 có ưu điểm hơn cấu trúc 1 ở chỗ, các lộ ĐZ 500 – 220 kV đều mang điện, không mất thời gian chuyển mạch để hỗ trợ khi sự cố như cấu trúc 1.

Theo kết quả tính toán ngắn mạch lưới truyền tải Việt Nam năm 2030 áp dụng cấu trúc 1 và cấu trúc 2 tại đề tài NCKH cấp bộ “các giải pháp giảm dòng ngắn mạch trên lưới

truyền tải, ứng dụng tại khu vực Miền Đông Nam bộ” của Viện năng lượng năm 2011 [8], dòng ngắn mạch tại các thanh cái 500, 220 kV nằm trong ngưỡng cho phép (xem bảng dưới). Cấu trúc 2 đang được ứng dụng ở sơ đồ vận hành hệ thống điện 400 – 275 kV của Anh [9].

Bảng 5. kết quả tính toán ngắn mạch khi vận hành liên thông lưới truyền tải và vận hành theo cấu trúc 1, cấu trúc 2

Tên Bus	Điện áp (kV)	Đơn vị	In(3)			In(1)		
			VH liên thông	Cấu trúc 1	Cấu trúc 2	VH liên thông	Cấu trúc 1	Cấu trúc 2
CAUBONG	500	AMPS	70,030	49,436	49,769	52,145	22,192	35,844
B.DUONGI	500	AMPS	62,455	47,192	49,089	49,231	30,360	37,371
PHULAM	500	AMPS	60,826	32,011	32,806	47,638	20,563	23,206
SONGMAY	500	AMPS	60,178	40,814	44,059	47,123	28,791	33,436
TANDINH	500	AMPS	59,302	40,184	42,688	45,154	27,016	32,302
MYPHUOC	500	AMPS	58,216	36,115	37,065	42,150	21,629	26,260
NHABE	500	AMPS	56,560	29,616	29,708	46,564	23,119	22,642
PHUMY	500	AMPS	53,712	50,070	51,398	51,778	48,341	49,922
PHUMYI	220	AMPS	85,155	37,146	37,451	80,598	41,141	38,248
CAUBONG	220	AMPS	77,888	38,606	34,239	59,714	30,009	25,409
NDNTRACH	220	AMPS	77,717	38,255	37,753	66,201	37,806	37,413
CATLAI	220	AMPS	76,029	29,143	24,689	52,701	21,218	17,583
CUCHI	220	AMPS	73,708	28,351	39,901	53,419	22,768	30,603
TAODAN	220	AMPS	71,776	29,726	28,944	49,352	23,528	21,934
THUTHIEM	220	AMPS	70,835	25,734	26,240	48,144	17,964	19,039
TANCANG	220	AMPS	70,558	27,073	22,051	47,966	20,542	15,356
TAMPHUOC	220	AMPS	66,262	25,482	27,785	43,616	18,998	19,359
HB.PHUOC	220	AMPS	65,457	15,325	26,848	42,710	11,366	17,983
LONGBINH	220	AMPS	63,908	15,870	25,407	41,964	11,836	17,463
MYXUAN	220	AMPS	63,804	33,730	20,276	48,415	31,466	16,244

Để lưới điện có thể vận hành linh hoạt (như cấu trúc 1, cấu trúc 2 ở trên), việc lựa chọn sơ đồ thanh cái các TBA truyền tải có ý nghĩa quyết định. Các nước phát triển đều có những sơ đồ thanh cái quy chuẩn, đồng thời ban hành những hướng dẫn kỹ thuật hoặc sổ tay thiết kế trạm, nhằm đảm bảo sự nhất quán và phát triển bền vững của hệ thống điện [10], [11]. Việt Nam cũng cần thiết sớm đưa ra các hướng dẫn kỹ thuật đối với sơ đồ thanh cái TBA truyền tải.

Hiện nay Viện Năng lượng đang khẩn trương nghiên cứu các vấn đề về nguồn, các vấn đề về lưới truyền tải vẫn đang được tiếp tục nghiên cứu để cuối năm trình Bộ Công Thương và Thủ tướng chính phủ. Có thể còn một số vấn đề sẽ tiếp tục được điều chỉnh, đề xuất. Với khuôn khổ một bài tham luận trong hội thảo, các tác giả hy vọng nêu được một

vài vấn đề liên quan đến rất nhiều vấn đề trong ANNL đối với HTĐ Việt Nam. Về nhu cầu điện, việc điều chỉnh dự báo nhu cầu cần theo xu hướng sử dụng điện hiệu quả, tiết kiệm, giảm bớt gánh nặng đầu tư và tiêu tốn tài nguyên NL trong nước, giảm bớt nhập khẩu, giảm bớt sự phụ thuộc bên ngoài. Về cơ cấu phát triển nguồn điện, cần thiết phải khuyến khích và có cơ chế hợp lý để tăng cường tỷ trọng nguồn NLTT, giảm bớt phát thải gây hiệu ứng nhà kính, phù hợp với định hướng tăng trưởng xanh và phát triển bền vững. Về lưới truyền tải, cần thiết quy hoạch cấu trúc lưới hợp lý, phù hợp với điều kiện phân bố tài nguyên, phù hợp với bố trí các nguồn điện và trung tâm phụ tải, giảm tổn thất, hạn chế truyền tải xa, giảm bớt dòng ngắn mạch... Hy vọng các vấn đề nêu ra sẽ được các chuyên gia khoa học, các nhà quản lý trong ngành năng lượng chia sẻ đóng góp để ĐCQHĐ7 được hoàn thành tốt nhất, đóng góp cho HTĐ ngày càng cung cấp điện an toàn, tin cậy và hiệu quả./.

Tài liệu tham khảo

- [1] EVN_NPT, "Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải giai đoạn 2014-2018," Hà Nội 2014.
- [2] Viện_Năng_Lượng, "Cân đối cung cầu điện các miền - xem xét tăng cường đường dây 500 kV Bắc - Nam," Hà Nội 2009.
- [3] J. P. C. Roberto Rudervall, Raghuveer Sharma, "High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper," Sweden 2008.
- [4] CSG, "Special Report On Power Exchange Probability And Preliminary Financial Evaluation," China 2012.
- [5] C. Đ. V. L. EDL, "Minute on Synchronization of XeKaMan 3 - Se kong 115 kV Transmission line," Xe Kong 2014.
- [6] EDC, "Cambodian Power Development Program," Vientiane 2012.
- [7] TEPCO, "TEPCO Power System Planning rule," ed. Tokyo: TEPCO, 2010.
- [8] Viện_Năng_Lượng, "Đề tài NCKH cấp bộ: Các giải pháp giảm dòng ngắn mạch trên lưới truyền tải, ứng dụng tại Miền Đông Nam bộ," Bộ Công thương, Hà Nội 2011.
- [9] U. N. Grid, "GB SYS Fig C.3.1 NGET forecast power flows at Winter Peak - 2008/9," UK National Grid, London 2008.
- [10] N. G. USA, "United States Operation: Transmission Group Procedure, TGP28, Transmission Planning Guide," ed: National Grid USA 2010.
- [11] AESO, "Distribution Point-of-Delivery Interconnection Process Guideline - Typical Supply Arrangements," ed. Alberta: Alberta Electric System Operator, 2005.