

Xác định các biện pháp kiểm soát khí nhà kính trong lĩnh vực Nhiệt điện đốt than (NĐĐT) và đề xuất lộ trình áp dụng

Nhóm tác giả: Th.S Nguyễn Thị Thu Huyền, Th.S Đoàn Ngọc Dương, Th.S Nguyễn Chiến Thắng, Th.S Trịnh Hoàng Long, KS. Vũ Thế Uy, KS. Lê Nhuận Vĩ, KS. Hoàng Minh Hiếu.

Thời gian thực hiện: 2013-2015.

Bối cảnh thực hiện nghiên cứu

Quy hoạch điện 7 đã dự báo tổng tiêu thụ điện năng Việt Nam tăng trưởng ở mức 11,1%/năm giai đoạn 2016-2020 và 7,8%/năm giai đoạn 2020-2030 tương ứng với sản lượng điện dự báo đạt 230.924 GWh năm 2020 và 495.853 GWh vào năm 2030. Theo đó, tổng công suất phát điện ước tính đạt 52,04 GW vào năm 2020 và 110,2GW vào năm 2030 với tổng công suất đặt các NĐĐT tăng nhanh và mạnh mẽ đến năm 2020 đạt khoảng 36.000MW chiếm 46,8% sản lượng điện sản xuất và tiêu thụ khoảng 67,3 triệu tấn than, và năm 2030 công suất đặt các NĐĐT đạt 75000MW chiếm 56,4% sản lượng điện sản xuất. Công suất này giảm xuống còn 30.482MW và 57.585MW tương ứng trong Quy hoạch điện 7 điều chỉnh.

Theo công bố Quốc gia số 2, giai đoạn 1994-2000 phát thải KNK của ngành năng lượng tăng 12,8%/năm, mặc dù trong giai đoạn này chỉ có 1 nhà máy nhiệt điện than mới (NMNĐ Phả Lại 2 – 2x300MW) được xây dựng. Nhưng sau năm 2000, với sự mở rộng công suất của các nhà máy nhiệt điện than, phát thải CO₂ từ các hoạt động năng lượng tăng đáng kể và trở thành ngành có lượng phát thải lớn nhất vào năm 2010 với tỷ trọng 66,8% tổng phát thải và mức tăng trưởng 7,4%/năm giai đoạn 2011-2030. Đến năm 2030 tỷ trọng này tăng lên đến 91,3% gần như là nguồn phát thải chính trong toàn ngành kinh tế Việt Nam.

Việt Nam là nước đang phát triển, một trong những quốc gia dễ bị tổn thương nhất do biến đổi khí hậu (BĐKH). Việt Nam là thành viên của Liên bang chính phủ về biến đổi khí hậu, đã và đang tích cực góp phần cùng cộng đồng quốc tế ứng phó với BĐKH toàn cầu. Việt Nam đã xây dựng và công bố Báo cáo tự nguyện quốc gia về giảm phát thải và xây dựng Hành động giảm nhẹ phù hợp điều kiện quốc gia (NAMA), ban hành Chiến lược Quốc gia về Tăng trưởng Xanh (tại Quyết định số 1393/QĐ -TTg ngày 25/9/2012 do Thủ tướng phê duyệt) và tham gia các toạ đàm về hợp tác song phương, đa phương, khu vực ASEAN cho ứng phó BĐKH ...

Để thực hiện Chương trình mục tiêu quốc gia ứng phó với BĐKH giai đoạn 2010-2015 do Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt và INDC, Bộ Công Thương chủ trì và yêu cầu các đơn vị triển khai thực hiện các nghiên cứu để đề xuất các biện pháp giảm thiểu phát thải KNK trong lĩnh vực công nghiệp. Trên cơ sở đó, Bộ Công Thương đã ban hành Kế hoạch hành động thực hiện Chương trình mục tiêu quốc gia ứng phó với BĐKH giai đoạn 2010-2015 của ngành Công Thương, từng phân ngành nhỏ bao gồm cả ngành điện mà đặc biệt là hoạt động sản xuất điện được quan tâm. Để có cơ sở lập kế hoạch hành động thực hiện ứng phó với BĐKH, đặc biệt là

lĩnh vực phát thải KNK lớn như nhiệt điện đốt than, Bộ Công Thương đã giao Viện Năng lượng nghiên cứu Xác định các giải pháp kiểm soát KNK trong lĩnh vực Nhiệt Điện Đốt Than và đề xuất lộ trình áp dụng với mục tiêu chính là “**Xác định tiềm năng giảm phát thải KNK và lộ trình giảm phát thải KNK trong lĩnh vực NĐĐT**”, đưa ra bức tranh giúp Bộ Công Thương có nhận định sơ bộ về tiềm năng giảm phát thải KNK của các NĐĐT phục vụ cho các mục đích quản lý và hoạch định chính sách của ngành đáp ứng mục tiêu đặt ra trong INDC, tăng trưởng xanh và ứng phó với BĐKH.

Phương pháp luận

Nghiên cứu được tiến hành theo các bước: (1) Khảo sát cụ thể từng nhà máy nhiệt điện đốt than đang hoạt động và thu thập thông tin các nhà máy nhiệt điện đốt than nằm trong QHĐ7; (2) Phân tích, đánh giá kết quả khảo sát và số liệu thu thập về hiện trạng phát thải KNK của các NĐĐT; (3) Xem xét các biện pháp giảm thiểu phát thải KNK như: tiết kiệm nhiên liệu, điện tự dùng, nâng cao hiệu suất, áp dụng công nghệ mới... có thể áp dụng cho các NĐĐT; (4) Lựa chọn phương pháp luận đường cơ sở, phương pháp tính toán giảm phát thải và chi phí biên giảm phát thải để xác định lượng phát thải KNK và lượng giảm phát thải KNK tiềm năng của các NĐĐT; (5) Sắp xếp thứ tự ưu tiên và lộ trình áp dụng các biện pháp giảm phát thải cho các NĐĐT; (6) Lựa chọn bộ tiêu chí đánh giá mức giảm phát thải KNK sử dụng cho các NĐĐT.

Bắt đầu với đánh giá phát thải KNK đường cơ sở và xác định cường độ phát thải cơ sở của các NĐĐT hiện đang hoạt động. Năm cơ sở được chọn là năm 2013 phù hợp với thời điểm bắt đầu thực hiện nghiên cứu.

Phương pháp đường cơ sở được xác định theo hướng dẫn của IPCC với hệ số phát thải nhiên liệu mặc định. Tính toán phát thải đường cơ sở được dựa trên số liệu khảo sát của Viện Năng lượng cho tất cả các NĐĐT hiện đang hoạt động ở Việt Nam (14 nhà máy năm 2013 và 19 nhà máy năm 2014).

Mức giảm phát thải mục tiêu được thiết lập cho kịch bản phát triển bình thường (BAU) của ngành điện theo QHĐ7 ở năm cơ sở 2013. Tuy nhiên, để tăng độ tin cậy do biến động công suất huy động của các nhà máy, phát thải đường cơ sở sẽ được tính toán dựa trên số liệu ba năm (2012-2014) của mỗi NĐĐT trong toàn hệ thống điện.

Phân tích kịch bản sẽ là cơ sở để tìm kiếm biện pháp giảm thiểu phát thải tiềm năng và thiết lập mục tiêu thích hợp. Kịch bản phát thải khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu (MIT) được phân tích dựa trên các giải pháp giảm thiểu được nhận biết từ kết quả khảo sát thực tế tại các nhà máy và kế thừa kết quả của một số công trình nghiên cứu khác về các NĐĐT của Viện Năng lượng và Việt Nam.

Các giải pháp giảm thiểu phát thải KNK có thể áp dụng cho các NĐĐT được phân thành 2 nhóm: (1) Nhóm các giải pháp giảm thiểu phát thải KNK áp dụng cho NĐĐT đang hoạt động và (2) Nhóm các NĐĐT đang và sẽ được xây dựng.

Phương pháp tính đường cong chi phí biên giảm phát thải (MAC) và mô hình hệ thống năng lượng được áp dụng. Đường cong MAC được xây dựng để sàng lọc các giải pháp công nghệ carbon thấp (LCO) và là cơ sở tốt để sắp xếp thứ tự ưu tiên các LCO.

Kết quả nghiên cứu

1. Kết quả nghiên cứu thực trạng các nhà máy nhiệt điện đốt than

a. Hiện trạng và xu hướng phát triển công nghệ nhiệt điện than của Việt Nam

Hiện nay, các NĐĐT ở Việt Nam đang sử dụng phổ biến hai loại công nghệ lò hơi đó là: lò than phun và lò tầng sôi tuần hoàn. Các công nghệ khác như IGCC chưa xuất hiện trong kế hoạch phát triển đến năm 2030 của QHĐ7, nhưng có xem xét đến trong Dự thảo Chiến lược phát triển ngành điện Việt Nam đến 2025 có xét đến 2035 và Chiến lược Khoa học Công nghệ ngành điện.

Công nghệ lò hơi đốt than phun (PC) đã và đang được sử dụng rộng rãi trong các NĐĐT và một số công trình công nghiệp khác (ví dụ Nhà máy phân đạm Hà Bắc). Năm 2013, trong 14 NĐĐT hiện có trong hệ thống điện Việt Nam có tới 9 nhà máy sử dụng lò hơi PC với công suất lắp đặt là 3.380MW chiếm 63% trong tổng số NĐĐT. Năm 2014, trong 10 nhà máy mới hoàn thành, hầu hết đều sử dụng công nghệ lò hơi PC, nâng tỷ lệ sử dụng công nghệ này lên 78,6% với 9.895MW/12.591MW công suất đặt của các NĐĐT.

Hiệu suất đốt than antraxit trong các lò PC của Việt Nam nhìn chung thấp hơn hiệu suất đốt than bitum trong các lò PC của các nước khác trên thế giới. Do than antraxit Việt Nam là loại có hàm lượng chất bốc thấp, các bon cố định cao, khó bắt cháy và khó cháy kiệt, mới chỉ áp dụng đốt trong các lò hơi có thông số dưới tới hạn. Hiệu suất trung bình năm 2012 của các NĐĐT trong nước sử dụng công nghệ lò hơi PC chỉ đạt khoảng 32% [1]. Hiệu suất trung bình của các NĐĐT này chịu ảnh hưởng của một số NĐĐT cũ có hiệu suất quá thấp, làm ảnh hưởng đến hiệu suất chung của cả hệ thống NĐĐT. Nếu chỉ tính các NĐĐT mới vận hành gần đây, hiệu suất trung bình đạt trên 35%, hiệu suất này vẫn thấp hơn hiệu suất thiết kế của các nhà máy. Hơn nữa, ở các lò hơi PC, hàm lượng các bon chưa cháy hết trong tro bay còn cao là nguyên nhân làm cho hiệu quả sản xuất điện thấp, lãng phí tài nguyên than.

Lò hơi PC là loại công nghệ truyền thống được phát triển đến trình độ công nghệ hoàn thiện đạt được công suất lớn và hiệu suất cao. Xu hướng phát triển NĐĐT của thế giới trong thời gian tới, công nghệ chiếm ưu thế vẫn là PC nhưng các tổ máy sẽ có công suất lớn, thông số hơi ở điều kiện siêu và trên siêu tới hạn. Thông số hơi quyết định hiệu suất sản xuất điện năng của nhà máy, các NĐĐT phun phổ biến với thông số cận tới hạn và thông số trên tới hạn (bao gồm siêu tới hạn: 250bar/568oC/568oC và trên siêu tới hạn: 250bar/600oC/600oC hoặc cao hơn). Hiện nay, trên thế giới đã đưa vào vận hành thương mại lò PC có công suất đến 1300MW và hiệu suất dự kiến đạt khoảng 50-53% vào năm 2020 và 55% vào năm 2050. Các lò hơi đang vận hành có dải công suất phổ biến từ 300MW-1000 MW.

Công nghệ lò tầng sôi mới được phát triển vào những năm 70 của thế kỉ trước nhưng nhanh chóng khẳng định là một công nghệ có tiềm năng rất lớn nhờ các ưu điểm: (1) cháy hiệu quả các

loại nhiên liệu xấu có dải biến động chất lượng thay đổi rộng; và (2) có thể giảm phát thải các khí thải độc hại như NO_x, SO_x trong quá trình cháy nhiên liệu mà không cần trang bị các thiết bị xử lý đắt tiền. Ở Việt Nam từ năm 1999, đã bắt đầu sử dụng công nghệ đốt lớp sôi tuần hoàn cho dự án đầu tiên là dự án NMNĐ Na Dương công suất 2x55 MW do Tổng công ty Than Việt Nam (nay là Tập đoàn Than Khoáng sản Việt Nam) đầu tư với mục đích tận dụng than xấu để phát điện. Những năm gần đây, lò hơi tầng sôi được chú ý nhiều tại Việt Nam nhằm để giải quyết lượng than phụ phẩm chất lượng thấp tồn đọng lớn trong ngành than cho mục đích phát điện mà chi phí đầu tư không cao. Năm 2013, có 5 NĐĐT sử dụng lò CFB với tổng công suất gần 1500 MW vận hành thương mại, với hiệu suất thiết kế trung bình đạt 35% trong đó cao nhất là NMNĐ Cẩm Phả 1, 2 với hiệu suất đạt 38%. Đến đầu năm 2015, số NĐĐT sử dụng lò CFB tăng lên là 8 nhà máy với tổng công suất là 2670MW chiếm tỷ lệ 23,4% tổng công suất đặt của các nhà máy điện đốt than hiện có của Việt Nam.

Trong tương lai, công nghệ PC vẫn sẽ là một lựa chọn ưu thế cho các NĐĐT ở Việt Nam trong đó sẽ phát triển công nghệ lò PC có thông số hơi siêu tới hạn với các dự án NĐĐT sử dụng than bitum. Nhà máy nhiệt điện công nghệ PC có thông số siêu tới hạn đầu tiên ở Việt Nam là NMNĐ Vĩnh Tân 4 đang được xây dựng, dự kiến vận hành vào năm 2018.

Nhìn chung các NMNĐ ở Việt Nam có hiệu suất thấp, quy mô công suất nhỏ và trung bình nên có tiềm năng lớn để cải thiện hiệu suất nhằm giảm phát thải.

b. Tiêu hao nhiên liệu

Định mức tiêu hao nhiên liệu ở các nhà máy mặc dù đã giảm hơn trước nhưng hiện vẫn ở mức khá cao, thống kê trung bình năm 2012 là hơn 600gthan/kWh, năm 2013 là hơn 580gthan/kWh và xuống còn dưới 560gthan/kWh vào đầu 2015. Mặc dù mức tiêu hao nhiên liệu cao là do than được sử dụng có chất lượng thấp (nhiệt trị thấp, độ tro cao như than cám 6a, 6b), nhưng mức tiêu hao nhiên liệu này vẫn ở mức cao so với mức > 380gthan/kWh của thế giới hiện nay với cùng loại công nghệ. Tiêu hao nhiên liệu lớn có thể thấy ở các NĐĐT sử dụng công nghệ lò CFB nằm trong khoảng từ 610-700 gthan/kWh (chủ yếu đốt than cám 6b) và các NĐĐT công nghệ PC cũ đã hết khấu hao mức tiêu hao than lên đến 750 gthan/kWh.

Các nhà máy mới đưa vào vận hành gần đây có mức tiêu hao than khá thấp nhưng vẫn ở mức khoảng 400 gthan/kWh, ngoại trừ NMNĐ Quảng Ninh mức tiêu hao than dao động từ 480-530 gthan/kWh do chất lượng thiết bị của nhà máy chưa đạt yêu cầu. Điều này cho thấy tiềm năng tiết kiệm nhiên liệu khá lớn ở Việt Nam.

c. Số liệu đo khói thải

Do không có số liệu quan trắc liên tục tại ống khói, nên nhóm nghiên cứu đã tiến hành đo một số chỉ tiêu (CO₂, O₂, nhiệt độ, lưu lượng khói) trực tiếp tại đầu vào các ống khói của 5 nhà máy. Đánh giá kết quả đo cho thấy tỷ lệ khí CO₂ chiếm khoảng 15-16% tổng lượng khói thải trong ống khói lò hơi của các nhà máy khảo sát. Riêng lò số 1 của NMNĐ Mạo Khê tỷ lệ này xấp xỉ 12%, như vậy lượng phát thải CO₂ được đánh giá là khá lớn. Thông số O₂ dư trong khói thải khá cao, cho thấy có ảnh hưởng nhất định đến hiệu suất của lò hơi và nồng độ phát thải khí NO_x

trong quá trình cháy. Mức O₂ dư trong khói đo được xấp xỉ 5-5,5%, cá biệt lò số 2 NMNĐ Cao Ngạn lên đến 7,5%.

d. Số liệu than và tro xỉ

Đánh giá chung về chất lượng than của các nhà máy cho thấy có khác biệt giữa chất lượng than thực tế và than thiết kế, phần lớn chất lượng than thực tế là xấu hơn với tỉ lệ tro xỉ và hàm lượng C còn lại trong tro cao hơn so với than thiết kế đến vài %.

Kết quả phân tích mẫu tro xỉ của 5 nhà máy nghiên cứu cho thấy hàm lượng C không cháy hết còn lại trong tro khá lớn trung bình trên 14%, cá biệt NMNĐ Cao Ngạn lên đến 23,38% và NMNĐ Phả Lại 1 là 17%. Điều này chứng tỏ tổ chức cháy trong lò không tốt, hiệu suất cháy thấp, gây tổn thất do không cháy hết về mặt cơ học cao, tiêu hao nhiều nhiên liệu. Có thể nói lượng phát thải CO₂ trên suất tiêu hao nhiên liệu của NMNĐ than không lớn nhưng xét về cường độ phát thải CO₂ trên đơn vị điện năng sản xuất ra sẽ rất lớn và gây lãng phí tài nguyên và giảm sức cạnh tranh của nhà máy.

e. Về điện tự dùng

Tỷ lệ điện tự dùng cao hơn nhiều so với thiết kế nằm trong dải từ 8,32%-12,82%. Qua khảo sát cụ thể tại 5 nhà máy (Phả Lại 1 và 2, Cao Ngạn, Hải Phòng 1, Mạo Khê) nhận thấy, công suất vận hành thực tế của hầu hết động cơ và thiết bị đều thấp hơn nhiều so với thiết kế, chỉ bằng 40% ÷ 80% công suất thiết kế. Ví dụ, NMNĐ Phả Lại 1, công suất vận hành của thiết bị chỉ khoảng trên 60% công suất thiết kế, riêng NMNĐ Mạo Khê có hiệu quả cao nhất trên 90% công suất thiết bị. Các động cơ chạy non tải sẽ tiêu hao điện tự dùng, trong khi các nhà máy NĐĐT đều không sử dụng thiết bị biến tần/khớp điều tốc thủy lực/thiết bị điều khiển thông minh cho hệ thống, các động cơ điện trong nhà máy, nên khi lò hơi của nhà máy chuyển chế độ và phương thức vận hành ở phụ tải thấp các động cơ không thể tự điều chỉnh được công suất theo phụ tải lò máy. Phương thức vận hành hiện tại đã huy động các thiết bị phụ trợ làm việc không hợp lý, nhiều hơn mức cần thiết (bơm tuần hoàn, thải xỉ, bơm cấp, các băng tải...) gây lãng phí điện năng. Chính phương thức vận hành chưa tối ưu hệ thống và trình độ tự động hóa ở các nhà máy điện chưa cao là nguyên nhân quan trọng dẫn đến suất tiêu hao nhiên liệu và năng lượng cao so với các NĐĐT có cùng công suất trên thế giới hiện nay.

f. Cơ chế quản lý và vận hành bảo dưỡng

Do nhiều nguyên nhân khác nhau, công tác sửa chữa và đại tu chưa đạt yêu cầu. Các thiết bị của nhà máy đã quá cũ, hết thời gian khấu hao nhưng không được thay thế. Thời gian thực hiện sửa chữa, đại tu thiết bị không đúng kỳ hạn, chất lượng đại tu thiết bị chưa đạt yêu cầu và thay thế không đúng chủng loại và đặc tính kỹ thuật, thiếu các phương tiện - dụng cụ sửa chữa hiện đại, đặc biệt nên nhiều thiết bị tuy đã đến hạn thay thế hoặc sửa chữa nâng cấp nhưng vẫn tiếp tục vận hành. Mặt khác công tác nghiệm thu và đánh giá chất lượng thiết bị còn chưa thực sự chặt chẽ, nghiêm túc, thậm chí chỉ mang tính thủ tục. Đây là nguyên nhân làm cho thiết bị suy yếu, giảm hiệu suất, giảm tuổi thọ thiết bị kéo theo tiêu hao nhiều năng lượng, đòi hỏi khả năng phục hồi và sửa chữa tốn kém hơn hoặc mất khả năng phục hồi.

2. Kết quả tính toán phát thải và mức giảm phát thải

a. Hiện trạng phát thải KNK của các NĐĐT của Việt Nam và phát thải đường cơ sở (BRL)

Tổng lượng phát thải CO_{2e} của các NĐĐT hiện đang hoạt động trong các năm 2012, 2013 và 2014 tương ứng là 25,1 triệu tấn, 29,1 triệu tấn và 36,8 triệu tấn. Trong đó, lượng phát thải từ quá trình khai thác vận chuyển chiếm tỷ lệ khá nhỏ so với lượng phát thải từ quá trình đốt than và sẽ giảm tương ứng khi giảm lượng than/nhu cầu than của các nhà máy. Nhưng cường độ phát thải trung bình của các NĐĐT có chiều hướng giảm từ mức 1.197 tCO₂/GWh năm 2012 xuống 1.178 tCO₂/GWh năm 2013 và còn 1.123 tCO₂/GWh vào năm 2014. Điều này phản ánh sự cải thiện hiệu quả sản xuất của các NĐĐT. Nhưng đáng lưu ý cường độ phát thải rất cao 1.613-1.700 tCO₂/GWh ở hai nhà máy cũ Ninh Bình và Uông Bí, và các nhà máy CFB sử dụng than xấu xấp xỉ 1.500 tCO₂/GWh. Các nhà máy này đã ảnh hưởng lớn đến kết quả đánh giá chung về cường độ phát thải của các NĐĐT hiện có.

Các NĐĐT của Việt Nam có công nghệ lò hơi thông số hơi dưới tới hạn Subco chiếm ưu thế và có mức phát thải lớn hơn so với mức trung bình của thế giới là 896-1.050 tCO₂/GWh. Điều này cho thấy tiềm năng lớn về giảm phát thải KNK của NĐĐT ở Việt Nam.

Mặc dù, hệ số phát thải KNK của toàn lưới điện Việt Nam tương đối thấp trong những năm gần đây (khoảng 0,56 tCO₂/MWh)[5] do tỷ trọng ưu thế của các nguồn thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam. Tuy nhiên, trong những năm tới khi số lượng các NĐĐT tăng lên, hệ số này sẽ tăng nhanh. Mức phát thải KNK cơ sở của NĐĐT được xác định là 1.159 tCO₂/GWh là căn cứ để thiết lập đường phát thải cơ sở BRL. Mức phát thải KNK đường cơ sở được tính toán đến năm 2020 là 176,9 triệu tấn CO_{2e} và đến năm 2030 là 490,6 triệu tấn CO_{2e}.

b. Mức phát thải KNK tham chiếu của các NĐĐT (TRL)

Mức phát thải KNK tham chiếu được xác định trong 3 năm nghiên cứu là 931 tCO₂/GWh của NĐĐT Uông Bí MR1. Đây là mức phát thải thấp nhất của các NĐĐT hiện đang hoạt động sử dụng công nghệ dưới tới hạn ở Việt Nam. Mức phát thải này phù hợp với chuẩn đánh giá về hiệu quả sản xuất của công nghệ than phun có thông số hơi dưới tới hạn của thế giới.

Căn cứ trên mức phát thải mục tiêu này nhóm nghiên cứu đã thiết lập đường phát thải mục tiêu. So sánh đường phát thải mục tiêu với đường phát thải cơ sở cho thấy lượng phát thải KNK giảm đáng kể tại các mốc thời gian tương ứng là 169,3 triệu tấn CO_{2e} vào năm 2020; và 371,9 triệu tấn CO_{2e} vào năm 2030.

Mức giảm phát thải này còn bị chi phối bởi các chính sách điều chỉnh kinh tế vĩ mô thể hiện trong dự báo của QHĐ7ĐC so với QHĐ7 được phê duyệt. Ở QHĐ7ĐC dự báo mức tăng trưởng kinh tế thấp do đó nhu cầu điện năm 2020 giảm còn 55.325 GWh (khoảng 9960 MW) đến năm 2030 là 109.204 GWh (~19564 MW) tương đương với giảm hơn 31% công suất đặt vào năm 2020 và 19% vào năm 2030. Xét riêng nhiệt điện than, công suất cũng biến động đáng kể, năm 2015 công suất nhiệt điện than giảm khoảng 13% chủ yếu là do chậm tiến độ xây dựng các dự án, năm 2020 công suất nhiệt điện than không thay đổi, năm 2025 bắt đầu xuất hiện xu hướng giảm khoảng 4%, đến năm 2030 mức giảm khoảng hơn 23% so với công suất dự kiến trong

QHĐ7. Tỷ lệ NLTT cũng thay đổi theo chiều hướng tăng đạt trên 118% năm 2015, lên 129,5% năm 2020 và 114% vào năm 2030. Cường độ năng lượng là 8,91 (Gj/MWh) năm 2013 giảm hơn so với mức mục tiêu đưa ra trong QHĐ7 là 11,44 (Gj/MWh) vào năm 2013.

b. Mức giảm phát thải KNK khi áp dụng các biện pháp giảm thiểu MIT

Kết quả dự báo lượng giảm phát thải KNK khi áp dụng các biện pháp ứng tại các mốc thời gian:

- Năm 2020 là 119,6 triệu tấn, giảm 43,1 tr.tấn CO_{2e} so với đường TRL và giảm 57,3 tr.tấn CO_{2e} so với đường BRL. Mức giảm này gần 30% lượng phát thải mục tiêu của năm 2013 vào năm 2020.
- Đến năm 2030, nếu áp dụng hiệu quả các biện pháp giảm phát thải có thể đạt mức giảm đến 30%, khoảng 129,9 tr.tấn CO_{2e} so với TRL năm 2013. Khi đó mức phát thải của toàn hoạt động sản xuất điện từ than còn 296,8 tr.tấn CO_{2e}.

Cường độ năng lượng của đường phát thải tham chiếu khi áp dụng các giải pháp giảm thiểu sẽ giảm còn 9,44 (Gj/MWh) năm 2020, vẫn cao hơn so với cường độ năng lượng ở đường TRL, nhưng đến năm 2030 cường độ năng lượng giảm thấp hơn mức của TRL là 8,81 (Gj/MWh).

Tương ứng với đó là cường độ phát thải KNK năm 2020 sẽ là 731 tCO_{2e}/GWh và tăng lên 772 tCO_{2e}/GWh vào năm 2030 khi mà tỷ lệ nhiệt điện than đạt đến mức cao nhất trong cơ cấu nguồn điện của Việt Nam.

Tuy nhiên, cần lưu ý mức giảm phát thải cao sẽ cần huy động đến nguồn vốn đầu tư lớn, do đó cần cân nhắc mức giảm hợp lý để tránh lãng phí không cần thiết.

Các giải pháp và hành động đề xuất phù hợp cho từng giai đoạn cụ thể như sau:

Các hành động cần thiết đến năm 2020

Để đạt mục tiêu giảm phát thải 10% (khoảng 16,3 tr.tCO_{2e}) (so với TRL 2013) các giải pháp cụ thể:

- Thực hiện nâng cấp cải tạo lò hơi, tuabin, tuần hoàn khói, thu hồi khói thải, lắp đặt thiết bị cân để giám sát tiêu thụ nhiên liệu và thay thế thiết bị của nhà máy cho khoảng 14 nhà máy hiện đang vận hành (trừ hai nhà máy Ninh Bình và Uông Bí sẽ đóng cửa).
- Sử dụng kết hợp với Năng lượng tái tạo trong NĐĐT.
- Sử dụng than trộn với tỷ lệ thích hợp của than an tra xít và bitum hoặc á bitum (giả thiết áp dụng cho 45 tổ máy sử dụng than trong nước với tổng công suất 16,645MW).
- Tăng số lượng tổ máy nhiệt điện than sử dụng than nhập áp dụng công nghệ trên tới hạn với hiệu suất cao (Giả sử áp dụng công nghệ SC cho 32 nhà máy với công suất 19370MW và công nghệ USC cho 16 nhà máy với tổng công suất là 12720MW).

Để đạt mục tiêu giảm phát thải 20% (khoảng 32,5 tr.tCO_{2e}) (so với TRL 2013) các giải pháp bổ sung ngoài các giải pháp trên:

- Tăng tỷ lệ nguồn điện từ nguồn năng lượng tái tạo như là sinh khối, (giả thiết công suất điện gió tăng lên 2400MW tương ứng với 4 tổ máy 600MW nhiệt điện than, và 2400MW điện từ sinh khối tương ứng với 4 tổ máy 600MW nhiệt điện than).

- Áp dụng công nghệ CCS cho 5 tổ máy nhiệt điện đốt than công suất 600MW/tổ.

Các hành động cần thiết đến năm 2030

Để đạt mục tiêu giảm phát thải 10% (43,3 tr.t) (so với TRL 2013) các giải pháp cụ thể dưới đây được đề xuất thực hiện.

- Nâng cấp cải tạo lò hơi, tuabin và thiết bị phụ, tuần hoàn khói, thu hồi khói thải, lắp đặt thiết bị cân giám sát tiêu thụ nhiên liệu và thay thế thiết bị của nhà máy. Giải pháp này áp dụng cho tất cả các nhà máy hiện đang vận hành (trừ hai nhà máy Ninh Bình và Uông Bí).
- Sử dụng kết hợp với Năng lượng tái tạo trong các NĐĐT;
- Thay đổi cơ chế quản lý, vận hành nhà máy và huy động công suất;
- Sử dụng than trộn với tỷ lệ thích hợp của than an tra xít và bitum hoặc á bitum (giả thiết áp dụng cho 45 tổ máy sử dụng than trong nước với tổng công suất 16,645MW).
- Áp dụng công nghệ trên tới hạn với hiệu suất cao (giả thiết áp dụng công nghệ SC cho 32 nhà máy với công suất 19370MW và công nghệ USC cho 16 nhà máy với tổng công suất là 12720MW).

Để đạt mục tiêu giảm phát thải 20% (86,6 tr.t) (so với TRL 2013)

- Áp dụng công nghệ siêu tới hạn và trên siêu tới hạn cải tiến cho tất cả nhà máy nhiệt điện than sử dụng than nhập;
- Tăng tỷ lệ nguồn điện từ nguồn năng lượng tái tạo: sinh khối, gió; (giả thiết công suất điện gió tăng lên 2400MW tương ứng với 4 tổ máy 600MW nhiệt điện than, và 2400MW điện từ sinh khối tương ứng với 4 tổ máy 600MW nhiệt điện than);
- Chuyển đổi nhiên liệu than sang LNG cho một số nhà máy đủ điều kiện (giả thiết 5 NĐĐT với tổng công suất 3600MW được chuyển sang LNG).

Để đạt mục tiêu giảm phát thải 30% (129,9tr.t) (so với TRL 2013)

- Phát triển công nghệ IGCC với giả thiết áp dụng cho 1 NĐĐT công suất 1200MW.
- Tăng 600MW nguồn điện từ năng lượng mặt trời;
- Áp dụng công nghệ CCS cho 14 tổ máy nhiệt điện đốt than với tổng công suất lên đến 10.000MW.

Với mức giảm phát thải đến 10%, ngành điện chỉ cần áp dụng ngay một số giải pháp đơn giản như loại bỏ các nhà máy điện cũ, hiệu suất thấp ra khỏi hệ thống điện, thay đổi cách thức vận hành và quản lý, nâng cao hiệu suất các nhà máy hiện có, sử dụng công nghệ SC có hiệu suất tối ưu cho các tổ máy mới và kết hợp sử dụng nguồn năng lượng tái tạo. Chi phí cho các giải pháp giảm thiểu này hầu như không tăng thêm ngoại trừ điện gió tăng lên khoảng 7,1 USD/tCO_{2e} giảm.

Nhưng để giảm khoảng 20% phát thải so với mức mục tiêu của năm 2013, chi phí đầu tư sẽ tăng lên khoảng 50,2 USD để giảm 1 tấn CO_{2e} và các giải pháp bổ sung là sử dụng công nghệ USC và CCS.

Nếu đặt mục tiêu giảm thêm đến 30%, các giải pháp bổ sung đắt đỏ được yêu cầu thêm như là sử dụng thêm công nghệ CCS và IGCC. Khi đó, chi phí yêu cầu có thể lên đến khoảng 68,3 USD/tCO_{2e} giảm.

Với khả năng giảm phát thải khí nhà kính dự báo, Bộ Công Thương cần nghiên cứu cụ thể hơn để xác định mức định chuẩn giảm phát thải cho ngành nhiệt điện đốt than phù hợp với kế hoạch giảm phát thải của cả ngành điện và toàn ngành công nghiệp. Từ mức định chuẩn mới có thể xác định được lộ trình cụ thể cho từng giải pháp ở các nhà máy.

Các biện pháp giảm thiểu nói trên khi đưa vào áp dụng sẽ gặp phải rất nhiều rào cản vì các giải pháp đó phụ thuộc rất nhiều vào sự sẵn sàng và ủng hộ của các Chủ Đầu tư, các nhà máy. Yêu cầu thứ hai nhưng là quan trọng nhất vì quyết định đến sự sẵn sàng từ phía nhà máy và chủ đầu tư là Kinh phí và nguồn lực thực hiện, vì hiện tại với các chủ đầu tư, lợi nhuận từ sản xuất đang được đặt lên trên hết. Trong khi đó, nhiều giải pháp về quản lý lại phụ thuộc nhiều vào chủ trương và cách thức triển khai của các cơ quan quản lý và được cho là khó thay đổi mặc dù nếu thực hiện được sẽ giảm được nhiều chi phí.

Mặc dù vậy, dựa trên thực tế nhóm nghiên cứu đã sơ bộ đề xuất thời điểm được cho là phù hợp để áp dụng các giải pháp giảm thiểu với từng giai đoạn phát triển của ngành điện và các nhà máy nhiệt điện than.

Nghiên cứu cũng chỉ ra, sự biến động của phát triển kinh tế vĩ mô và sự điều tiết các chính sách quản lý có tác động mạnh mẽ đến xu hướng phát thải KNK thể hiện rõ ở mức phát thải giảm mạnh trong QHĐ7ĐC. Do đó, nếu áp dụng các giải pháp giảm thiểu ngay từ bây giờ thì mức giảm phát thải CO₂ có thể hiện thực hóa một cách rõ ràng.

Thứ tự đưa vào thực tế các giải pháp này sẽ phải được xem xét và cân nhắc hơn nữa về thời điểm phù hợp và mức kinh phí cần phải chi trả cho giải pháp đó. Lộ trình áp dụng các biện pháp giảm thiểu phát thải KNK cho lĩnh vực đốt than được đề xuất này phụ thuộc nhiều vào mục tiêu giảm thiểu đặt ra cho hoạt động sản xuất nhiệt điện than, cho ngành điện nói riêng, ngành công nghiệp nói chung mà các nhà quản lý mong muốn hoặc đặt ra trong giai đoạn từ nay đến 2030. Đặc biệt, mục tiêu của ngành công nghiệp, ngành điện sẽ phải phù hợp với mục tiêu đến năm 2030, Việt Nam sẽ giảm 8% lượng phát thải KNK so với kịch bản phát triển thông thường bằng nguồn lực trong nước và có thể giảm tiếp đến 25% nếu nhận được sự hỗ trợ quốc tế mà Việt Nam đã cam kết trong Báo cáo Đóng góp dự kiến do Quốc gia tự quyết định (INDC) của Việt Nam gửi cho Ban Thư Ký Công ước Khung LHQ về Biến đổi khí hậu (UNFCCC).

Một số kiến nghị

Căn cứ kết quả nghiên cứu nhóm thực hiện đã có một số kiến nghị cụ thể nhằm góp phần thúc đẩy các hành động tích cực để giảm thiểu phát thải CO₂ như dưới đây:

1. Tổ chức những lớp tập huấn nâng cao nhận thức và hướng dẫn các cách tiếp cận các nguồn tài trợ quốc gia và quốc tế giúp các doanh nghiệp và các nhà máy nhiệt điện đốt than tiếp cận được với nguồn kinh phí hỗ trợ cho giảm phát thải KNK.

2. Ban hành quy định bắt buộc các nhà đầu tư phải sử dụng các công nghệ tiên tiến, hiệu suất cao.
3. Xây dựng các chương trình hỗ trợ và thực hiện nghiên cứu thêm về khả năng sử dụng than trộn ở các nhà máy nhiệt điện đốt than đang hoạt động khác, sử dụng than antracit có hiệu suất thấp, làm cơ sở để triển khai thực tế trong tương lai.
4. Ban hành cơ chế báo cáo số liệu hàng năm để duy trì chuỗi số liệu từ các nhà máy, nhằm phục vụ kịp thời những nhiệm vụ do Bộ giao và hỗ trợ thông báo quốc gia.
5. Xây dựng các mục tiêu giảm phát thải để có căn cứ so sánh và xem xét các biện pháp giảm phát thải và chi phí đầu tư giảm phát thải. Ban hành một số chính sách và hành động cụ thể nhằm thúc đẩy tốc độ giảm ở các năm mục tiêu.
6. Xem xét kiến nghị Chính phủ hình thành thị trường/cơ chế thương mại các bon để có thể tính giá các bon vào chi phí đầu tư của các NĐĐT, hoặc sử dụng các loại thuế (cac bon, khí thải) nhằm giúp giảm phát thải CO₂ và các khí ô nhiễm khác khi các nhà đầu tư quan tâm đến công nghệ “low-Carbon” và công nghệ ít phát thải hơn, bên cạnh đó sẽ tạo ra nguồn kinh phí cung cấp cho các dịch vụ công và cải thiện cơ sở hạ tầng quốc gia.
7. Loại bỏ ngay các nhà máy nhiệt điện đốt than cũ hiệu suất thấp trong đó NMNĐ Uông Bí cũ đã dừng vào đầu năm 2015, hiện đang còn NMNĐ Ninh Bình.
8. Thực hiện tốt việc duy trì và khôi phục hiệu suất của các nhà máy nhiệt điện đốt than đang hoạt động về mức thiết kế.
9. Xem xét điều chỉnh giá nguyên nhiên liệu đầu vào phù hợp với cơ chế thị trường (không trợ giá) để các NĐĐT tăng các hành động tiết kiệm nguyên nhiên liệu.
10. Xây dựng, ban hành các tiêu chuẩn than sạch, công nghệ sạch và đưa thành quy định bắt buộc trong quá trình xét duyệt các dự án đầu tư.
11. Thực hiện các chương trình nghiên cứu phát triển đối với công nghệ đốt than trộn, các công nghệ SC, USC, IGCC, CCS để có thể tiếp nhận các công nghệ này ở thời điểm thích hợp.
12. Phối hợp cùng các tổ chức tài chính trong nước xây dựng và thực hiện các cơ chế tài chính ưu tiên nhằm khuyến khích và thu hút việc áp dụng các công nghệ sạch, hiệu quả và công nghệ thu giữ CO₂ tại Việt Nam.

Kết luận

Sau hai năm thực hiện, nghiên cứu đã hoàn thành được những mục tiêu đặt ra ban đầu. Trước hết, nghiên cứu đã đưa ra được phương pháp tiếp cận và tính toán phù hợp với chuẩn mực quốc tế là phương pháp của IPCC và phương pháp mô hình MACC. Phương pháp tính toán chi phí giảm phát thải MACC được sử dụng nhằm xác định thứ tự ưu tiên của các biện pháp giảm thiểu theo các mốc thời gian thực hiện. Phương pháp luận ngoài việc dễ dàng kiểm tra tính hợp lý còn giúp cho cơ quan quản lý có thể sử dụng kết quả khi đàm phán mức giảm phát thải hoặc xác định mức giảm đối với từng đối tượng cụ thể.

Một bộ số liệu đầy đủ phục vụ tính toán phát thải, giảm phát thải và chi phí biên giảm phát thải của các nhà máy nhiệt điện đốt than hiện đang vận hành và toàn bộ các nhà máy dự kiến phát triển đến năm 2030 trong QHĐ7 của Việt Nam được xây dựng. Bộ số liệu đó bao gồm số liệu

khảo sát thực tế tại 14 NĐĐT đang hoạt động năm 2013,9 nhà máy mới vừa hoàn thành năm 2014 và 2015 (trong đó có 4 nhà máy mới phát điện liên lưới).

Nghiên cứu cũng định rõ, với mức giảm 10% phát thải KNK so với mức phát thải đường cơ sở là hoàn toàn có thể và tiềm năng giảm phát thải trong hoạt động sản xuất điện từ than ở Việt Nam là khá lớn nếu áp dụng thêm các giải pháp giảm thiểu tích cực hơn. Tùy mức độ áp dụng các biện pháp giảm thiểu để đạt được mức giảm thiểu phát thải KNK mong muốn ứng với các mức chi phí khác nhau từ giá trị âm cho đến 68,3USD/tCO₂.

Qua bức tranh thực tế về thực trạng và xu hướng phát thải KNK tại các NĐĐT cũng như khả năng có thể giảm phát thải, các nhà quản lý bước đầu nhận diện những thuận lợi và thách thức để cân nhắc lựa chọn những giải pháp phù hợp có thể thực hiện ngay với chi phí thấp hoặc cần phải kêu gọi hỗ trợ để thực hiện thêm các giải pháp tăng cường giảm phát thải hơn nữa.

Nghiên cứu cũng đã chỉ ra sự cần thiết phải xây dựng mức định chuẩn giảm phát thải để từ đó xác định các giải pháp giảm thiểu cần phải đưa vào áp dụng. Ví dụ với công nghệ IGCC và CCS chỉ áp dụng khi nào mức giảm phát thải yêu cầu lên đến 30%. Đây mới chỉ là nghiên cứu bước đầu cho hoạt động sản xuất điện từ than trong tổng thể ngành điện và ngành công nghiệp, do vậy mỗi trường hợp cụ thể khi áp dụng các giải pháp cần có những nghiên cứu sâu hơn về các điều kiện cần thiết khác và cũng cần phải xác định mức giảm phát thải chung trong bối cảnh của ngành điện và ngành công nghiệp. Ngoài ra, nghiên cứu cũng đã giới thiệu chỉ số đánh giá mức giảm phát thải quan trọng là chỉ số về cường độ phát thải CO₂ tính bằng tCO₂/GWh nhằm giúp có thể đưa ra những quyết định nhanh trong trường hợp cần thiết.

Mặc dù, kết quả có thể còn một số điểm cần được kiểm chứng phù hợp hơn với từng trường hợp cụ thể của từng nhà máy, tuy nhiên kết quả nghiên cứu đã giới thiệu bức tranh thực tế về phát thải từ lĩnh vực nhiệt điện than và yêu cầu kích hoạt một loạt các hành động cần thiết cho các nhà máy nhiệt điện than, các chủ đầu tư và các nhà quản lý nhằm giảm lượng phát thải KNK đạt mức giảm phát thải yêu cầu mà Việt Nam tự nguyện cam kết. Kết quả nghiên cứu đã được đánh giá cao về tính thời sự và sự thiết thực trong công tác giảm thiểu phát thải KNK từ hoạt động sản xuất điện từ than.

Hà Nội, ngày 12/11/2015