02/07/2008

DAVID DAPICE

ĐIỆN LỰC VIỆT NAM

Bối cảnh

Trong vòng hai thập niên qua, Việt Nam đã chứng kiến những gia tăng nhanh chóng về nhu cầu điện trong khi cung luôn gặp căng thẳng để bắt kịp với cầu. Từ con số khiêm tốn 8,7 triệu MWh vào năm 1990, sản lượng điện đã tăng lên 26,7 triệu MWh vào năm 2000 và dự kiến sẽ đạt 77,2 triệu MWh vào năm 2008.[1] Với nhiều bất trắc tiềm ẩn trong nền kinh tế toàn cầu và nội địa, khó có thể dự đoán được liệu tốc độ tăng trưởng cao ở mức 14%/năm kể từ 2000 sẽ tiếp tục được duy trì hay không. Tuy nhiên, với mức tiêu thụ điện bình đầu người vẫn còn thấp hơn 2/5 của Thái Lan, khả năng tiếp tục tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ rõ ràng là rất lớn.

Tình trạng cắt điện luôn phiên ở Việt Nam đã trở thành điều phổ biến, đặc biệt là vào mùa khô. Hai nguyên nhân có thể được nêu ra để giải thích cho tình trạng này. Thứ nhất là tỷ lệ phụ tải đỉnh /ngoài đỉnh là rất cao. Nhu cầu phụ tải đỉnh là 11.500 MW trong khi phụ tải ngoài đỉnh chỉ còn 6.800 MW. Sự chênh lệch lớn giữa nhu cầu trong và ngoài giờ cao điểm đòi hỏi phải đầu tư nhiều cho công suất phát điện mà hiếm khi cần đến. Để đạt công suất phát điện này, nếu sử dụng dầu diesel, sẽ rất tốn kém với giá dầu cao như hiện nay. Giải pháp khác là sử dụng tua-bin khí chu trình đơn với chi phí đầu tư thấp. Nhà máy điện chạy khí chu trình hỗn hợp có chi phí đầu tư cao hơn, nhưng lại hiệu quả hơn về nhiên liệu, và được sử dụng nhiều hơn để cung cấp công suất phụ tải nền (base load) và tải trung bình (intermediate load).

Hệ thống điện cũng bị lệ thuộc nặng nề vào thủy điện, hiện đang chiếm 40% về công suất và 25% về sản lượng. Các nhà máy thủy điện hiện có khả năng trữ nước hạn chế - với nguồn cung từ vài ngày đến một tuần ở mức hoạt động bình thường. Do vậy, trong mùa khô, khi lượng nước chảy vào hồ chứa chỉ bằng một tỷ lệ nhỏ so với mùa mưa, sản lượng thủy điện ở công suất tối đa là không thể đạt được. Vấn đề này có thể và trên thực tế là đã được giải quyết bằng việc đầu tư nhiệt điện dự phòng. Tuy nhiên, những nhà đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện này sẽ yêu cầu suất sinh lợi tương đương với các nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp hay nhà máy nhiệt điện than thường được sử dụng để chạy phụ tải nền (gần như toàn bộ thời gian) và tải trung bình ở các nước khác. Nhưng vì EVN (tập đoàn điện lực nhà nước) thiên về sử dụng thủy điện khi có đủ công suất do chi phí biên của thủy điện gần như bằng không, nên rất khó để các nhà đầu tư nhà máy điện độc lập và EVN đạt được thỏa thuận về các điều khoản mua điện từ nguồn chạy than hay chạy khí. Cung cấp điện với chí phí thấp và ổn định đòi hỏi phải kết hợp nhiệt điện và thủy điện một cách hiệu quả.

[1] Đây là số liệu về sản lượng. Điện năng thương phẩm hay tiêu thụ thấp hơn điện năng sản xuất khoảng 12-13% do tổn thất. Tỷ lệ tổn thất điện năng trên tổng sản lượng đã được liên tục cải thiện và dự kiến sẽ giảm xuống còn 7,5% vào năm 2015.

Tình huống này do David Dapice, chuyên gia kinh tế tại Chương trình Việt Nam, Trường Harvard Kennedy biên soạn. Các nghiên cứu tình huống của Chương trình Giảng dạy Fulbright được sử dụng làm tài liệu cho thảo luận trên lớp học, chứ không phải để đưa ra khuyến nghị chính sách.

Bản quyền © 2008 Chương trình Giảng dạy Kinh tế Fulbright.

Nếu nhiệt điện phục vụ phụ tải cơ sở không được xây dựng thì phải quay lại giải pháp lắp đặt nhà máy phát điện chạy diesel hay tua-bia khí chu trình đơn.[2] Máy phát điện diesel hiện đại có thể sản xuất 4 kWh trên 1 lít dầu (tuy nhiên hầu hết các nhà máy ở Việt Nam có hiệu suất thấp hơn), nhưng mặc dù chi phí đầu tư ban đầu thấp, giải pháp này ngày càng trở nên tốn kém do giá dầu leo thang. Chi phí sản xuất điện của một tổ máy phát điện diesel quy mô nhỏ có thể dễ dàng lên trên 30 xen/kWh, trong khi mức giá thương phẩm của EVN là 5-6 xen/kWh.[3] Dù gì đi nữa, việc doanh nghiệp phải đầu tư máy phát điện dự phòng, kho chứa nhiên liệu và tự lo về hoạt động, bảo trì sẽ là gánh nặng không mong muốn. Tính cạnh tranh của Việt Nam sẽ phụ thuộc một phần vào khả năng cung cấp điện ổn định ở mức giá không cao hơn (nếu không muốn nói là phải thấp hơn) so với các nước láng giềng.

Thái Lan là một nước rất thích hợp để so sánh với Việt Nam. Thái Lan đi trước trong tăng trưởng kinh tế, bắt đầu điện khí hóa rộng rãi sớm hơn và có tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện cao hơn nhiều, trong đó bao gồm thủy điện và nhiệt điện (cả than và khí). EGAT, công ty điện lực Thái Lan, được đánh giá cao và cung cấp điện tương đối ổn định ở mức giá cạnh tranh mà không có trợ cấp. Mặc dù tốc độ tăng trưởng dự báo 5-6%/năm là thấp hơn nhiều so với Việt Nam, nhưng tổng công suất lắp đặt 28.530 MW của Thái Lan hiện lớn gấp đôi. (Công suất này bao gồm cả EGAT và các nhà máy điện độc lập). Tuy nhiên, không giống như Việt Nam, thủy điện của Thái Lan chỉ chiếm 13% tổng công suất, trong khi nhiệt điện (than, dầu và khí chu trình đơn) chiếm 34%, và khí chu trình hỗn hợp chiếm 50%.[4] Theo quy hoạch giai đoạn 2008-2013, khí chu trình hỗn hợp sẽ chiếm 54%, than 14% và điện mua từ Lào (chủ yếu là thủy điện) chiếm 31%. Phần còn lại là các nguồn có thể tái tạo với tỷ trọng nhỏ. Bản quy hoạch cũng tính tới công suất dự phòng 20% so với nhu cầu lúc cao điểm. Sơ đồ cân đối này được coi là có chi phí thấp nhất và sẽ cung cấp thêm gần 13.000 MW công suất mới từ tháng 3/2008 tới tháng 3/2013, trong đó một số sẽ được dùng để thay thế các nhà máy ngưng hoạt động. Khí chủ yếu được cung cấp từ các giếng ngoài khơi và Chevron vừa mới ký một dự án phát triển mỏ mới. Chi phí khí vào đầu năm 2008 tính bình quân cho các mỏ nội địa và hợp đồng khai thác khác nhau là 5 USD/1 triệu BTU. Khoảng biến động là 1,60 USD đến 6,58 SUD/1 triệu BTU. Khí nhập khẩu theo đường ống có giá cao gấp đôi chi phí khí nội địa và giá đối với các hợp đồng mua khí hóa lỏng (LNG) tương lai ở vào khoảng 12-15 USD.[5]

Đứng trước sự gia tăng nhu cầu và tình trạng cắt điện, Chính phủ Việt Nam đã phê duyệt dự án mới với tổng công suất đáng kinh ngạc là 48.000 MW cho giai đoạn 2007-2015, lớn hơn gấp 4 lần tổng công suất năm 2006. Trong số này, chỉ 13,4% là chạy khí, phần còn lại là thủy điện (1/3) và than (trên ½). Các nhà máy điện chạy than bao gồm cả than nội địa và nhập khẩu. **Hai câu hỏi lớn đối với tình huống này là: (1) cơ cấu công suất phát điện nào sẽ có thể đáp ứng nhu cầu một cách ổn định và với chi phí thấp nhất; (2) làm thế nào ký kết hợp đồng và/hoặc xây dựng để đạt được cơ cấu này? Nói một cách khác, cần tính mức giá bằng bao nhiêu và theo điều kiện nào?**

Giá và quy hoạch

Khó khăn lớn mà EVN gặp phải là chi phí đầu tư để có thêm 1 kWh điện và chi phí cung cấp 1 kWh này đến người tiêu dùng tính bình quân hiện cao hơn giá điện mà EVN được phép thu. Dự báo giá

[2] Ở một số nước, phụ tải nền từ nhiệt điện ngoài giờ cao điểm được sử dụng để bơm nước xả từ thủy điện quay lại hồ chứa để sử dụng vào lúc cao điểm. Trữ lượng nước được bơm này đóng vai trò chuyển năng lượng tới thời điểm cần sử dụng. Các nhà máy nhiệt điện đáp ứng rất nhanh với thay đổi nhu cầu điện năng. Khoảng 4 kWh phụ tải cơ sở của nhiệt điện ngoài giờ cao điểm được dùng để sản xuất 3 kWh phụ tải thủy điện trong giờ cao điểm. Khi đó, chỉ cần hồ nhỏ hơn để trữ nước.

[3] Giá đôi khi cao hơn nếu các hợp tác xã ở nông thôn đóng vai trò trung gian bán điện của EVN cho khách hàng ở xa. Ở các nước khác, giá căn cứ vào giờ cụ thể trong ngày được sử dụng để hạn chế nhu cầu phụ tải đỉnh.

[4] Công suất còn lại là năng lượng có thể tái tạo và diesel.

[5] Khí tự nhiên, nếu hóa lỏng, có thể được vận chuyển đường dài và thường có chi phí (tính trên 1 triệu BTU) bằng 40% đến 80% chi phí dầu thô với giá trị nhiệt lượng tương đương. So với than, khí có chi phí cao hơn 1/3 đến 3 lần với cùng giá trị nhiệt lượng. Chi phí trên 1 triệu BTU của dầu, than và khí tự nhiên được trình bày trong Phụ lục V.

năng lượng ở Việt Nam sẽ có ít thay đổi trong thời gian tới vì giá điện được dùng như một công cụ để "kiểm soát" lạm phát nên không được phép tăng. Để bắt kịp với mức giá điện khoảng 10 xen/kWh của Thái Lan, EVN sẽ phải tăng giá tới 50-70%. Mặc dù điện sản xuất bởi các công trình thủy điện xây dựng từ trước có chi phí rất thấp, lợi thế của việc kết hợp năng lượng mới có chi phí cao với năng lượng cũ có chi phí thấp sẽ giảm đi nhanh chóng khi nhu cầu tăng lên vùn vụt. Phần phụ lục trình bày chi phí đơn vị sản xuất điện từ nguồn mới là thủy điện, khí và than. Trên thực tế, chi phí nhiên liệu than và khí, chi phí đầu tư nhà máy và chi phí tài trợ (lãi suất và suất sinh lợi trên vốn chủ đầu tư) sẽ quyết định chi phí của nguồn điện mới. Tuy nhiên, giá bán lẻ không chỉ bao gồm chi phí phát điện mà còn cả chi phí truyền tải, phân phối và quản lý. Chi phí cho những hoạt động này nằm trong khoảng 2-4 xen/kWh trong hầu hết các trường hợp, ngoại trừ vùng xâu, vùng xa ở nông thôn.

Khi thiếu hụt xuất hiện, giá thường gia tăng nếu không có kiểm soát giá. Một giải pháp có thể được áp dụng là tăng giá mua của EVN cho tới khi có đủ nguồn cung tại mọi thời điểm. Vấn đề rắc rối đối với giải pháp này là các nhà đầu tư tư nhân thường không giám đầu tư xây dựng nhà máy điện, mỏ khí hay mỏ than vốn rất tốn kém nếu không có các hợp đồng dài hạn. Nhưng do chi phí dài hạn của sản xuất lại cao hơn giá mà EVN được tính đối với khách hàng,[6] EVN không muốn ký hợp đồng dài hạn trong đó đảm bảo hoàn đủ chi phí đầu tư, chi phí hoạt động và suất sinh lợi cho nhà đầu tư tư nhân. Kết cục là các cuộc đàm phán thường bị ngưng trệ. Mặc dù nhìn thấy những khó khăn này, nhưng xóa bỏ kiểm soát giá điện một cách hoàn toàn và ngay lập tức là giải pháp quá khó. Một phương án điều chỉnh theo lộ trình có thể khả thi hơn trong việc đưa giá điện lên mức tương thích với chi phí phát triển nguồn điện mới.

Trước thực tế là cần phải đàm phán và ký kết các hợp đồng dài hạn, đâu là những vấn đề mà Việt Nam cần tính toán để cân nhắc các lựa chọn của mình? Dưới đây là danh mục một số điểm cần lưu ý:

1. Chi phí tài chính: Việt Nam đã tiếp cận được với những nguồn vốn lớn với chi phí thấp. Điều này thường ưu ái những lựa chọn có chi phí đầu tư ban đầu lớn nhưng chi phí hoạt động thấp hơn như thủy điện, điện nguyên tử và có lẽ là cả nhiệt điện than. Nếu thời kỳ huy động vốn với chi phí thấp không còn nữa thì những lựa chọn ít thâm dụng vốn đầu tư hơn, cho dù phải chấp nhận chi phí hoạt động cao như nhiệt điện khí, có thể trở nên hấp dẫn.

2. Chi phí nhiên liệu[7]: Chi phí nhiên liệu không phải là vấn đề đáng quan tâm của cả thủy điện (vốn không sử dụng nhiên liệu) lẫn điện nguyên tử (uranium chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ trong tổng chi phí). Khí tự nhiên có thể được bán ở mức giá gắn với giá dầu hay ở mức giá thỏa thuận theo hợp đồng dài hạn. Nếu người mua kỳ vọng giá dầu sẽ giảm thì việc xác định giá khí căn cứ theo giá dầu sẽ có lợi. Ngược lại, nếu người mua kỳ vọng giá dầu sẽ tăng thì lại nên thực hiện hợp đồng giá cố định. Giá khí gần đây tại Hoa Kỳ và châu Âu nằm trong khoảng 10-12 USD/1 triệu BTU với các nguồn cung chủ yếu trong nội địa. Giá khí gần đây tại Thái Lan từ các mỏ của Thái ở vào khoảng 5-7 USD/1 triệu BTU, nhưng lên tới 8-10 USD/1 triệu BTU đối với khí nhập khẩu từ Miến Điện theo đường ống. Còn khí hóa lỏng (LNG) theo hợp đồng với Qatar có giá 15 USD/1 triệu BTU. Từ trước đến nay, than đốt nồi hơi được mua bán theo hợp đồng dài hạn, với lò hơi của nhà máy điện chạy than được thiết kế tối ưu cho loại than đã hợp đồng. Tuy nhiên, giá than biến động gần đây đã làm cho hoạt động mua bán

[6] Vào tháng 3/2008, EGAT, công ty điện lực Thái Lan, công bố giá điện tổng cộng là 3,13 baht/kWh hay 10 xen/kWh (theo tỷ giá tháng 3/2008), trong đó 2,44 baht/kWh là phí điện và 0,69 baht/kWh là phí nhiên liệu. Giá điện bán lẻ bao gồm chi phí phát điện và chi phí quản lý, truyền tải, phân phối. Đầu năm 2008, chi phí phát điện của nhà máy than là 2,45 baht/kWh, khí là 2,80 baht/kWh và dầu F.O. là 5,32 baht/kWh.

[7] Một triệu BTU khí chu trình hỗn hợp sản xuất khoảng 150 kWh, trong khi than với cùng nhiệt lượng sản xuất khoảng 115 kWh. Trên cơ sở này, chi phí nhiên liệu than là 2-4 xen/ kWh với giá than ở mức 60-120 USD/tấn và chi phí nhiên liệu khí là 5 xen/kWh với giá khí 7,50 USD/1 triệu BTU và 10 xen/kWh với giá khí 15 USD/1 triệu BTU.

được thực hiện nhiều hơn trên thị trường giao ngay hay hợp đồng ngắn hạn. Do nhiều nước có trữ lượng than nên giá dài hạn thường mang tính cạnh tranh và sát với chi phí cung ứng hơn so với giá dầu. Tuy vậy, vì có đột biến tăng nhu cầu than nên giá hợp đồng gần đây đã cao hơn nhiều so với mức 20-40 USD/tấn trong những năm qua và hiện đang gần tới khoảng 60-80 USD/tấn và thậm chí lên trên 100 USD/tấn (giá FOB).[8] Than xuất khẩu của Việt Nam năm 2007 chỉ có giá bình quân 31 USD/tấn. Không rõ là các nhà máy nhiệt điện than trong tương lai ở Việt Nam sẽ sử dụng than nội địa hay than nhập khẩu vì xuất khẩu đang suy giảm và nguồn cung dài hạn là không chắc chắn.

3. Chi phí đầu tư: Cùng với hai biến số ở trên, chi phí đầu tư là biến thứ ba giúp xác định lựa chọn đầu tư loại nhà máy điện nào. Chi phí thủy điện phụ thuộc vào vị trí dự án, nhưng thông thường thì vào khoảng 1.500 USD/kW nếu lãi vay được tính trong thời gian xây dựng. Nhiệt điện than có chi phí đầu tư 1.200 USD/kW đối với các nhà máy hiện đại, quy mô lớn có hiệu suất cao và ô nhiễm thấp. Các nhà máy nhiệt điện than của Trung Quốc chỉ có chi phí đầu tư trên kW bằng một nửa. Nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp có chi phí 600 USD/kW. Thời gian xây dựng cũng thay đổi, nhưng khá dài đối với thủy điện; 3-5 năm đối với nhiệt điện than quy mô lớn; và 2 năm đối với nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp. Lãi vay trong thời gian xây dựng phải được cộng vào chi phí máy móc, thiết bị và lao động để tính tổng chi phí đầu tư đối với mỗi loại nhà máy điện.

4. Phí khí thải carbon: Đây là một hạng mục mang tính phỏng đoán nhưng cũng nên xem xét. Mặc dù sẽ không bị yêu cầu trả phí khí thải trong tương lai trung hạn, nhưng các nước nghèo như Việt Nam có thể được trả tiền nếu cắt giảm khí thải. Nếu một "hệ thống giao dịch khí thải CO_2" được thiết lập, thì việc chuyển không sử dụng than có thể đem lại lợi nhuận do than là nguồn năng lượng tạo khí thải CO_2 nhiều nhất.[9] Điện nguyên tử và thủy điện sẽ có lợi thế trong tình huống này, nhưng xét trên quan điểm khí thải carbon thì khí cũng là lựa chọn có lợi vì nó sạch gấp đôi lần than tính bình quân 1 kWh.

5. Linh hoạt: Tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện năng là một con số không chắc chắn, đặc biệt là khi làm dự báo cho tới tận cuối thập niên tới. Nếu quyết định làm nhà máy điện nguyên tử thì cần phải mất từ 5 đến 10 năm mới có thể bắt đầu phát điện với quy mô hàng nghìn megawatt. Ngược lại, khí chu trình hỗn hợp có thể được xây dựng trong vòng 2 năm với quy mô hiệu quả trên 100 MW. Than rơi vào giữa điện hạt nhân và khí, với nhà máy công suất 300-600 MW cần 3-4 năm để xây dựng. Quy mô thủy điện có thể dao động nhiều, từ 100 MW đến 2.400 MW như ở Sơn La. Thời gian xây dựng thủy điện lâu hơn so với nhiệt điện than 300 MW, ngoại trừ những thủy điện nhỏ. Nói chung, phương án ít rủi ro là xây dựng nhà máy gần với thời kỳ có nhu cầu điện. Nhưng mặt khác, tốc độ gia tăng nhu cầu mạnh mẽ sẽ cho phép xây dựng những nhà máy lớn để đạt lợi thế theo quy mô và tạo công suất cao hơn mức cầu cao điểm để có mức đệm, từ đó đảm bảo độ tin cậy.

6. Cứu xét kỹ thuật: Những vấn đề như ô nhiễm, độ tin cậy và tính dễ dàng thay đổi sản lượng của nhà máy cũng quan trọng. Nhiều nhà máy thủy điện có điện năng chắc chắn rất thấp do sản lượng điện vào mùa khô là không chắc chắn. (Điện năng chắc chắn là lượng điện hầu như luôn luôn sẵn có để sử dụng. Nếu nước trong hồ chứa xuống thấp hơn mực nước lấy vào của

[8] Vào đầu 2008, dưới tác động kết hợp của lũ ngập tại các mỏ than ở Australia, thời tiết giá lạnh và khan hiếm than tại Trung Quốc (mà một phần là kết quả của biện pháp kiểm soát giá), giá than đốt nồi hơi trên thị trường giao ngay đã lên tới 140 USD/tấn và giá hợp đồng của than cốc lên 300 USD/tấn. Hiện không rõ những mức giá quá cao này sẽ còn duy trì trong bao lâu. Các nhà máy điện của Nhật gần đây đã ký hợp đồng mua than ở giá 130 USD/tấn. Giá than đốt nồi hơi của Hoa Kỳ có mức thấp hơn, nhưng chỉ có một lượng hạn chế được xuất khẩu qua Thái Bình Dương.

[9] Có nhiều chương trình khác nhau để khí hóa than, loại bỏ CO_2 và bơm nó xuống lòng đất nếu địa chất cho phép, hay thậm chí dùng để nuôi tảo tạo diesel sinh học! Những công nghệ này khá thú vị nhưng nằm ngoài phạm vi của nghiên cứu tình huống. Trong vòng 5 năm tới, những công nghệ này có thể trở nên thích hợp.

tua-bin thì sản lượng điện sẽ bằng không cho tới khi mức nước tăng trở lại.) Thủy điện và nhiệt điện khí có thể thay đổi sản lượng một cách nhanh chóng, nhưng nhiệt điện than lại thường được chạy với sản lượng ổn định. Đây là những chi tiết cần tính đến khi thiết kế một hệ thống hợp nhất.

7. Đa dạng hóa: Lệ thuộc vào một nguồn phát điện duy nhất là điều nguy hiểm. Sản xuất điện từ nhiều nguồn khác nhau sẽ an toàn hơn. Nếu chỉ có khí được sử dụng thì một trận động đất có thể phá hủy đường ống và làm gián đoạn nguồn cung. Nếu thủy điện chiếm ưu thế thì một mùa hạn hán trầm trọng có thể gây ra trục trặc về nguồn cung. Thậm chí than, như đã thấy vào đầu 2008, cũng có thể trở nên khan hiếm, ngay cả khi có hợp đồng dài hạn.

Đưa giá về với chi phí

Nếu EVN có thể ký kết các hợp đồng đảm bảo đủ nguồn điện cung cấp thì mức giá phải được tính một cách phù hợp. Các chiến lược khác nhau có thể được sử dụng, bắt đầu từ việc tính giá cao hơn cho điện thương mại/công nghiệp và cho các hộ có mức sử dụng cao. Nếu việc tính giá cao hơn đi kèm với việc cải thiện tính ổn định (từ đó giảm nhu cầu đầu tư máy phát dự phòng), thì tổng chi phí điện năng đối với những tổ chức sử dụng điện lớn lại có thể thấp hơn so với hiện tại. Thay vì tăng đồng loạt các mức giá điện lên bằng với chi phí biên của việc đầu tư vào vận hành nhà máy mới, việc kết hợp các chiến lược chuyển đổi khác nhau có thể được sử dụng, từ đó cho phép EVN có thể phát triển nguồn cung vừa đủ vừa tin cậy theo hướng khả thi về mặt chính trị. Suy cho cùng, cúp điện tạo cả chi phí kinh tế lẫn chi phí xã hội.

Tỷ lệ thủy điện trong tổng sản lượng điện sẽ ảnh hưởng lớn đến chi phí nhiệt điện khí và than. Nếu thủy điện là nguồn lớn nhất thì ngưng phát điện trong thời gian dài là điều không tránh khỏi đối với nhiệt điện vì tỷ lệ sản lượng điện giữa mùa mưa và mùa khô là quá chênh lệch. Mặc dù than có thể được lưu trữ và sản lượng khí từ mỏ đã khai thác có thể được thay đổi ở biên độ +/- 30% so với mức trung bình, vốn đầu tư ban đầu sẽ bị lãng phí nhiều hơn nếu nhà máy thủy điện chiếm đa số. Trong số này, Thủy điện Sơn La ở phía Bắc là một ngoại lệ [10] với hồ chứa rất lớn để đảm bảo sản xuất điện với sản lượng ổn định trong cả năm.[11] Tuy nhiên, riêng dự án này chỉ chiếm 15% tổng công suất thủy điện sẽ xây dựng trong giai đoạn 2007-2015. Do vậy, một phần của giải pháp cung cấp điện ổn định sẽ nằm ở việc tìm ra được vai trò cho thủy điện và nhiệt điện.[12]

Phụ lục

I. Minh họa chi phí đơn vị thủy điện, nhiệt điện (chạy than) và điện khí – bao gồm vốn đầu tư, nhiên liệu, vận hành và quản lý (O&M)
II. Thông tin về dự trữ than, sản xuất, giá cả và nhập khẩu.
III. Cung theo thời gian và dự báo; theo đối tượng sử dụng và loại nhiên liệu.
IV. Đầu tư trên kế hoạch dự kiến/đã duyệt tính theo vùng và loại hình thủy điện, đốt than hay khí.
V. Xu hướng giá dầu, khí đốt tự nhiên và than đá

[10] Mặc dù có đường dây điện thế cao giữa Bắc và Nam nhưng công suất chỉ hạn chế. Vì vậy, thị trường điện ở miền Bắc và miền Nam tương đối độc lập và có thể được phân tích một cách riêng rẽ. Hầu hết thủy điện nằm ở miền Trung và miền Bắc. Ở miền Nam, lựa chọn chính là giữa than và khí. Theo Tổng sơ đồ điện đến năm 2015, nhiệt điện khí là 4800 MW và than là 8400 MW. Tuy nhiên, trên 6200 MW thủy điện cũng được quy hoạch cho miền Trung và nếu được kết nối với miền Nam sẽ làm cho nhiệt điện bị thừa công suất vào nhiều tháng trong năm.

[11] Một vấn đề phức tạp khác không thảo luận ở đây là điều gì sẽ xảy ra đối với lưu lượng nước sông vào mùa khô khi băng tan ở Himalaya hay các dự án ở những nước láng giềng lấy đi nước tại thượng lưu.

[12] Một khả năng là sử dụng thủy điện chạy phụ tải đỉnh và tải trung bình, than chạy phụ tải nền và khí chu trình hỗn hợp chạy cả phụ tải nền và tải trung bình, đặc biệt là vào mùa khô.

Phụ lục I: ***Minh họa chi phí đơn vị thủy điện, nhiệt điện than và khí***
(Đơn vị tính là trên kW công suất hay kWh cho nhiên liệu và O&M)

	Chi phí vốn/KW	*Số năm xây dựng*	*O&M biến đổi/kWh*	*O&M cố định/kWh*	*Tỉ lệ nhiệt trên kWh (hiệu năng)*
Than quy mô lớn	$1200	*4*	*0,4*	*0,4*	8800 BTU (39%)
Than Trung Quốc	$600	*4*	*0,5*	*0,5*	9000 BTU (38%)
Chu trình hỗn hợp	$600	*3*	*0,2*	*0,2*	6600 BTU (52%)
Tua-bin khí	$400	*1-2*	*0,3*	*0,4*	9000 BTU (38%)
Diesel	$200	*1*	*0,5*	*0,5*	9000 BTU (38%)
Thủy điện	$1400	*3-6*	*0,1*	*0,1*	-

*Ước tính cho máy phát điện lò đốt tầng sôi công suất 600 MW của Trung Quốc. Chí phí O&M của Trung Quốc cũng được ước tính.

Đa số các tổ máy thủy điện chỉ có thể chạy khoảng 4000 giờ một năm, trong khi các tổ máy chạy than và tua-bin khí chu trình hỗn hợp thường chạy theo tải nền hơn 6000 giờ một năm. Tua-bin khí (chu trình đơn) và chạy bằng diesel là các tổ máy phục vụ cao điểm, và có thể cho là chạy được 2000 giờ hay ít hơn trong một năm. Chi phí than ((25-27,5 triệu BTU/tấn) có thể ước tính ở mức $40, $80 và $120/tấn (các tình huống giá thấp, trung bình và cao); giá khí cho một triệu BTU là $6, $10 và $14; giá dầu diesel/lít là 60 cents, 90 cents và 120 cents. Sau đó có thể ước tính chi phí nhiên liệu trên mỗi kilowatt giờ điện:

	Chi phí nhiên liệu xen/kWh			***Giá nhiên liệu***		
	Thấp	T.bình	Cao	Thấp	T.bình	Cao
Than quy mô lớn	1,4	2,8	4,2	$40	$80	$120 (/tấn)
Than Trung Quốc	1,44	2,9	4,3	$40	$80	$120 (/tấn)
Chu trình hỗn hợp	4,0	6,7	9,3	$ 6	$10	$14 (/triệu BTU)
Tua-bin khí	5,4	9,0	12,6	$ 6	$10	$ 14 (/triệu BTU)
Diesel	15,0	22,5	30,0	$0,6	$0,9	$1.20 (/lít)

Cần phải tính chi phí phát điện cố định trên mỗi kWh cùng với chi phí nhiên liệu. Để tính được, ta phải biết chi phí đầu tư ban đầu, lãi suất và/hoặc chi phí vốn chủ sở hữu, số giờ sử dụng hàng năm và vòng đời của nhà máy phát điện. Bảng dưới đây giả định chi phí vốn và vốn chủ sở hữu là 10%.

Chi phí cố định trên mỗi Kilowatt và Kilowatt giờ

	Chi phí vốn trên Kilowatt	Số năm hoạt động	Số giờ một năm	Chi phí cố định tính bằng xen/kWh
Thủy điện	$1400	40	4000	3,5
Than quy mô lớn	$1200	30	6400	2,0
Than Trung Quốc	$600	20	6000	1,2
Chu trình hỗn hợp	$600	20	6000	1,2
Tua-bin khí	$400	15	2000	2,6
Diesel	$200	10	2000	1,6

Để tính được tổng chi phí phát điện, phải xem xét tất cả chi phí: chi phí cố định, chi phí nhiên liệu và chi phí vận hành-quản lý (O&M). ***Ta sử dụng tình huống giá nhiên liệu trung bình cho khí đốt; tình huống giá diesel và than cao được tính ở bảng dưới.***

Tổng chi phí phát điện tính bằng xen/kWh

	Cố đinh	Nhiên liệu	O&M	Tổng
Thủy điện	3,5	- -	0,2	3,7
Than quy mô lớn	2,0	4,2	0,8	7,0
Than Trung Quốc	1,2	4,3	1,0	6,5
Chu trình hỗn hợp	1,2	6,7	0,4	8,3
Tua-bin khí	2,6	9,0	0,7	12,3
Diesel	1,6	30,0	1,0	32,6

Đây chỉ là giá tham khảo dựa vào các giả định. Giả định khác có thể cho ra chi phí/kilowatt-giờ khác.

Phụ lục II: Than ở Việt Nam: Sắp tới sẽ nhập khẩu?

Việt Nam sản xuất khoảng 40 triệu tấn than một năm và xuất khẩu 75-80% sản lượng. Xu hướng này có thể không tiếp tục. Ưu tiên sẽ là đáp ứng nhu cầu trong nước, theo ước tính sẽ tăng lên 35- 42 triệu tấn một năm đến 2010 và 80 triệu tấn đến 2025. Vào năm 2010, xuất khẩu than dự kiến sẽ giảm xuống còn 12 triệu tấn và chấm dứt sau 2015. Ngay cả trong năm 2010 mức xuất khẩu cũng sẽ phụ thuộc vào việc nâng sản lượng than lên 54 triệu tấn, tuy nhiên sản lượng các năm 2006, 2007, và nửa đầu 2008 đều xoay quanh mức 40 triệu tấn một năm.

Làm phức tạp thêm bức tranh nhiên liệu than là sự khác biệt giữa than cứng (antraxit) chủ yếu sử dụng trong sản xuất thép và than mềm (than đốt nồi hơi) sử dụng cho phát điện. Than của Việt Nam chủ yếu là loại antraxit. Mặc dù vẫn có thể sử dụng than cứng để phát điện, nhưng sẽ giống với việc "đem thóc giống đãi gà rừng", nghĩa là được nhưng không phải là ý hay! Giá than antraxit gần đây ở châu Á theo hợp đồng một năm là hơn $300/tấn, trong khi đó than mềm thường có giá chưa tới $100/tấn, mặc dù gần đây giá bán là $120. Ở Việt Nam, giá cung ứng than cũng mới tăng khoảng $35/tấn cho các ngành trong nước.

Người ta thường nghĩ rằng tài nguyên than ở Việt Nam là dồi dào, nhưng thực tế trữ lượng được xác đinh chỉ là 150 triệu tấn, và con số này đã không thay đổi trong nhiều năm. Nhiều nguồn thông tin đề cập đến trữ lượng có thể là 30 tỉ tấn, nhưng rất nhiều trong số này nằm sâu mấy trăm thước ở Đồng bằng sông Hồng. Phải thăm dò nhiều hơn, khoan, thiết lập các khu mỏ và mất hàng năm xây dựng cơ sở hạ tầng hỗ trợ để tiếp cận và đưa than lên mặt đất. Thực tế, người ta vẫn chưa biết chắc bao nhiêu than có giá trị sử dụng kinh tế, bao nhiêu trong số này đáng để khai thác theo giá hiện hành.

Các công ty than của Úc là những nhà cung ứng theo kiểu "bù đắp thiếu hụt nội địa" cho Trung Quốc và phần lớn châu Á. Họ thấy trước nhu cầu của Việt Nam phải nhập khẩu than cho nhà máy điện của mình - họ ước tính 20-30 triệu tấn một năm cho giai đoạn 2012-2015. Nếu than antraxit có thể xuất khẩu từ Việt Nam với giá cao, thì rõ ràng việc tự cung nguồn than là không hợp lý, tốt hơn là xuất khẩu than giá cao và nhập khẩu than giá thấp hơn để sử dụng. Tuy rằng giá than đốt nồi hơi khá đắt trong quí đầu năm 2008 do nhu cầu của Trung Quốc và lũ lụt hầm mỏ ở Úc, sau cùng giá cũng sẽ hạ trở lại, mặc dù các nhà máy ở Nhật đã ký các hợp đồng cung ứng than nồi hơi với giá $135/tấn đầu

2008. Mặt khác, giá than ở Mỹ thay đổi từ $50 đến $115/tấn vào tháng 5/2008.[13] Bất kỳ mức giá nào cũng thấp hơn mức giá $300/tấn hoặc hơn của than antraxit, được chốt cố định trong các hợp đồng cung ứng giữa công ty thép POSCO Hàn Quốc với các công ty Úc.

Nếu than tốn $100/tấn thay vì $35/tấn, chi phí nhiên liệu sẽ tăng gấp ba và sẽ cần có những nhà máy hiệu quả hơn, dù có tốn kém hơn. Một nhà máy chạy than hiệu quả và hiện đại cần 8800 BTU để sản xuất một kWh điện trong khi nhà máy chạy than kém hiệu quả hơn cần tới 11.000 BTU/kWh. Nhà máy hiệu quả hơn cũng gây ô nhiễm ít hơn.

Phụ lục III: Cung cấp điện ở Việt Nam (tỷ kWh)

	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008est.
Sản lượng	8,79	14,67	26,7	52,1	59,1	67,1	77,2
	2010	2015	2020	2025			
Dự báo	105,8	227,0	363,0	484,0			

Hiện trạng nhà máy điện năm 2007:

	Số nhà máy	Công suất MW	Tỉ lệ
Thủy điện	14	4487	36,6
Than	6	1630	13,3
Khí	4	4746	38,7
Dầu	3	575	4,7
Khác	NA	832	6,8
Tổng	*27*	*12.270*	*100.0%*

Năm 2004, thủy điện chiếm 18,1 tỉ kWh (39,2%); than là 7,2 tỉ (15,6%) và dầu/khí là 20,9 tỉ kWh (45,2%) trong tổng sản lượng điện gồm cả sản lượng do EVN sản xuất và mua lại. Năm 2004, công nghiệp và xây dựng chiếm 45% tổng cầu; các hộ gia đình là 45%; nông nghiệp 1% và thương mại/ngành khác 9% trong tổng cầu tiêu thụ điện.

Nguồn: ADB, sản lượng 1990-2006 trong Các chỉ số quan trọng 2007. Về sản lượng dự báo và loại hình nhà máy điện, số liệu được lấy từ trang web của Triển lãm và diễn đàn ngành than và điện Việt Nam 2008, sẽ được tổ chức ở Hà Nội từ 29/10 đến 1/11. (www.cpexhibition.com/energy/08/energyo8.htm) Về nguồn và sử dụng điện theo ngành 2004: trích trang 11-12 trong Chiến lược năng lượng: Quản lý tăng trưởng và cải cách, (World Bank 2006).

[13] Có một số loại than với giá trị nhiệt lượng (tính theo BTU/pound) và mức lưu huỳnh khác nhau. Chi phí vận chuyển cũng ảnh hưởng đến giá than tại mỏ của mỗi loại.

Phụ lục IV: Kế hoạch đầu tư ở Việt Nam 2007 - 2010 (Megawatts)

	Thủy điện	Than	Khí	Tổng
Công suất	5726	4490	3404	13620
(%)	42%	33%	25%	100,0%

Kế hoạch đầu tư ở Việt Nam từ 2007 đến 2015 (Megawatts)

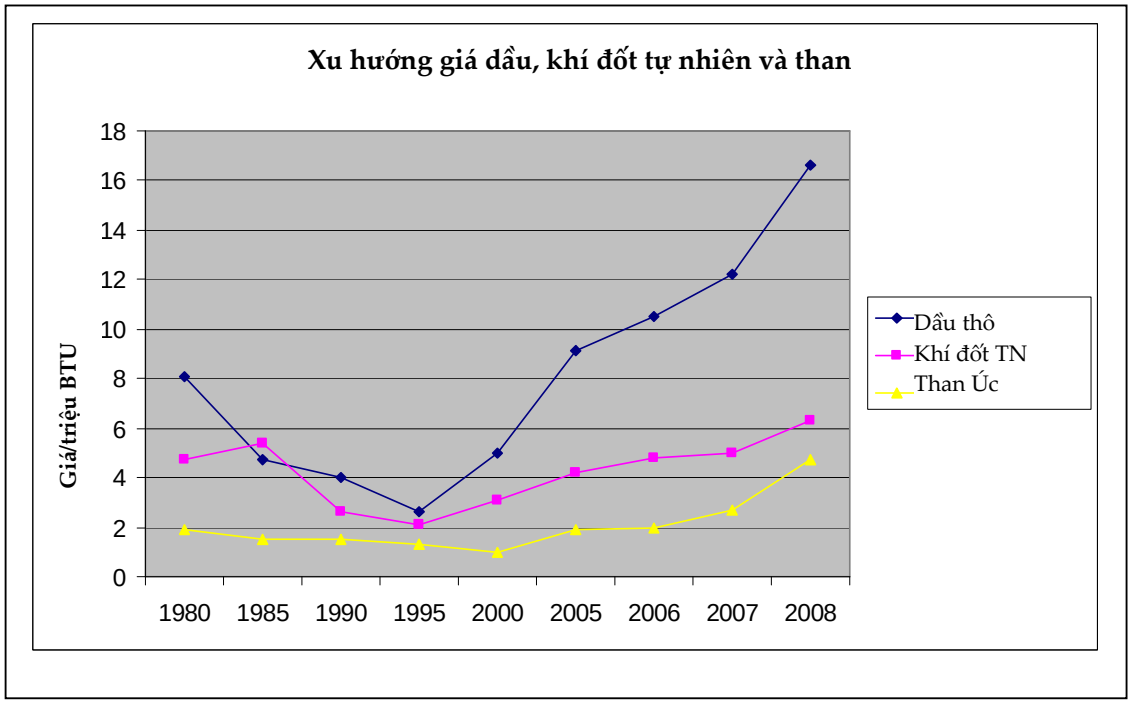
Công suất	15389	25890	6404	47683
%	32,3%	54,3%	13,4%	100,0%
trong đó				
Phía Bắc	5911	11090	0	17001
Trung	6479	2400	104	8983
Nam	954	12400	6300	19654

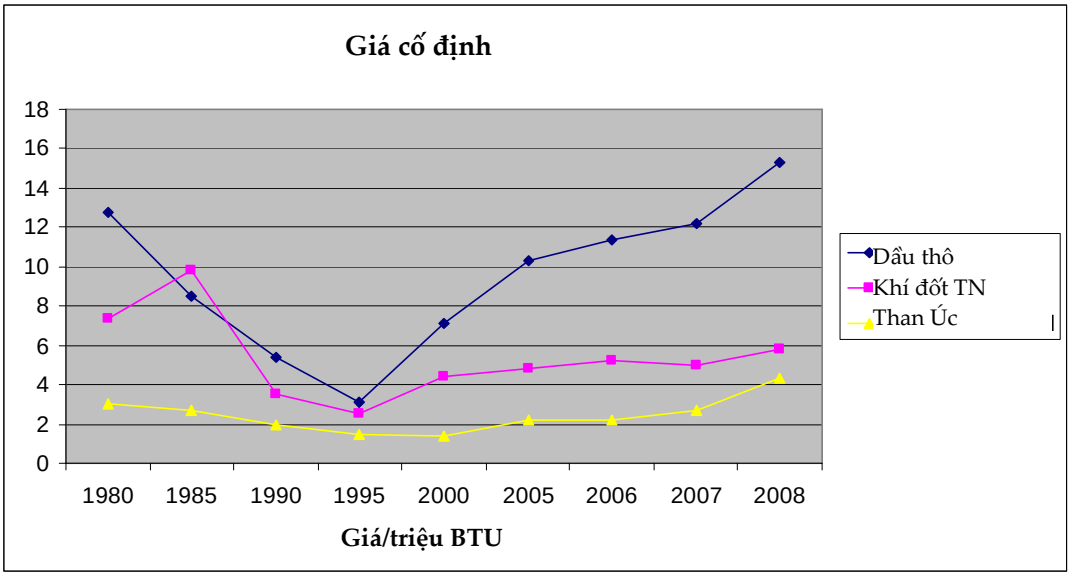
Nguồn: EVN. Danh sách này gồm 51 dự án EVN và 76 dự án điện độc lập (IPP). Có 2045 megawatts không được phân bổ theo vùng. Lưu ý rằng điện sẽ được phát trên mạng lưới theo kế hoạch đầu tư cho từng giai đoạn.

Phụ lục V: Xu hướng giá dầu, khí đốt tự nhiên và than

	1980	**1985**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**
Dầu thô ($/thùng)	$47	$27	$23	$15	$28	$53	$64	$71	$96
Khí tự nhiên ($/triệu BTU)	$4.7	$5.4	$2.6	$2.1	$3.1	$4.2	$4.8	$5.0	$6.3
Than Úc ($/tấn)	$51	$40	$40	$34	$26	$51	$53	$70	$124
(Chỉ số giá xuất khẩu thế giới)	63.2	55.0	73.4	85.1	70.8	88.2	92.4	100	108.4
Giá năng lượng thực									
Dầu thô ($/thùng)	$74.4	$49.1	$31.3	$17.6	$39.5	$60.1	$69.3	$71	$88.6
Khí tự nhiên ($/triệu BTU)	$7.4	$9.8	$3.5	$2.5	$4.4	$4.8	$5.2	$5.0	$5.8
Than Úc ($/tấn)	$80.6	$72.7	$54.5	$40.0	$36.7	$57.8	$57.4	$70.0	$114.4

Nguồn: IMF International Commodity Series; Dầu thô được lọc ở Dubai, Trent, và West Texas Intermediate; Khí đốt tự nhiên, giá tính bằng US $ /triệu BTU là khí của Nga từ 1980-90 và khí LNG của Indonesia bán cho Nhật 1995-2008; Than là than nồi hơi xuất khẩu của Úc 26,4 triệu BTU/tấn. Số liệu chỉ số giá xuất khẩu 2008 do nhân viên IMF ước tính 4/2008, từ cơ sở dữ liệu Tổng quan Kinh tế Thế giới. Giá năng lượng 2008 là bình quân từ tháng 1- 3.





Ghi chú: Tất cả dữ liệu từ IMF. Một thùng dầu thô có 5,8 triệu BTU