

VIỆT NAM - NHỮNG THÁCH THỨC ĐỐI VỚI CƠ SỞ HẠ TẦNG

Chiến lược Phát triển ngành Điện

Quản lý Tăng trưởng và Cải cách



Ngân hàng Thế giới tại Việt Nam
2006

Chiến lược Phát triển ngành Điện

Quản lý Tăng trưởng và Cải cách



Việt Nam - Những thách thức đối với cơ sở hạ tầng

Khi Việt Nam trở nên giàu hơn, Việt Nam đối mặt với những thách thức trong việc điều chỉnh các chính sách và thể chế cơ sở hạ tầng. Trong khi những thách thức trước kia là cung cấp các dịch vụ cơ bản tới những nơi chưa có dịch vụ, xuất hiện những thách thức mới như tiếp cận các nguồn tài chính mới, cải tiến các quy trình lập kế hoạch, chuẩn bị cho đô thị hóa nhanh chóng, cải thiện tính hiệu quả của các nhà cung cấp dịch vụ cơ sở hạ tầng, phát triển thể chế mạnh hơn để khuyến khích khu vực tư nhân đầu tư vào cơ sở hạ tầng hoặc khu vực tư nhân trực tiếp cung cấp cơ sở hạ tầng, và phát triển những phương thức có mục tiêu xóa đói giảm nghèo.

Báo cáo Chiến lược Phát triển ngành Điện – Quản lý tăng trưởng và Cải cách là một trong sáu báo cáo về *Thách thức đối với cơ sở hạ tầng Việt Nam*. Các báo cáo khác đề cập đến các lĩnh vực Cấp nước và Vệ sinh, Giao thông, Viễn thông, Phát triển đô thị, và những vấn đề liên ngành.

Công tác soạn thảo các báo cáo này đã được các cán bộ của Ngân hàng Thế giới và các tư vấn thực hiện trong thời gian từ 2004 đến 2006. Các báo cáo đã được chỉnh sửa lại theo ý kiến đóng góp của Chính phủ trong các cuộc hội thảo ngày 15-17 tháng 5 năm 2006, cũng như các ý kiến đóng góp quý báu của rất nhiều chuyên gia của Ngân hàng Thế giới, Bộ phát triển quốc tế Vương quốc Anh, Ngân hàng Phát triển châu Á, và Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản.

Mục lục

Báo cáo tóm tắt	3
Hai thách thức đồng hành về tăng trưởng và cải cách	3
Tối ưu hóa đầu tư cho ngành điện	4
Huy động nguồn vốn đầu tư	5
Tái cơ cấu ngành điện, Cổ phần hóa và Phát triển thị trường điện	6
Phát triển cơ quan điều tiết điện lực của Việt Nam	8
Các kiến nghị cho các bước tiếp theo	8
Phần một: Hiện trạng ngành điện Việt Nam	9
Tổng quan	9
Giới thiệu ngành điện lực Việt Nam	10
Chính sách và khung thể chế	12
Cấu trúc của ngành điện và quyền sở hữu	13
Kết quả hoạt động của ngành điện	16
Phần hai: Những vấn đề chính của ngành điện và các kiến nghị tối ưu cho ngành điện	21
Vượt qua thiếu hụt điện	21
Huy động nguồn vốn đầu tư	31
Cải tổ ngành điện, cổ phần hóa và phát triển thị trường điện	36
Điều tiết kinh tế ngành điện	44
Tóm tắt các đề xuất	46

Báo cáo tóm tắt

Ngành điện Việt Nam đang đối mặt với những thách thức cực kỳ to lớn. Nền kinh tế của Việt Nam tiếp tục tăng trưởng một cách ấn tượng đòi hỏi nhu cầu điện phải tăng rất nhanh ở mức 15% hoặc thậm chí cao hơn. Để đáp ứng nhu cầu điện đang tăng trưởng ở tốc độ phi mã đó, Việt Nam cần phải mở rộng rất lớn hệ thống điện trong thập kỷ tới. Nguồn vốn cho đầu tư cần được huy động từ tất cả các nguồn, gồm cả vốn tự có của ngành điện và các khoản đầu tư lớn từ bên ngoài vào các nhà máy điện độc lập. Việt Nam đồng thời cũng đang tiến hành một chương trình cải cách lớn ngành điện, nhằm thiết lập một cấu trúc quản lý mới, tái cơ cấu công ty điện lực hiện đang thống lĩnh ngành điện và từng bước xây dựng một thị trường điện cạnh tranh. Áp lực phải đáp ứng nhu cầu điện tăng phi mã, sự cấp bách phải huy động các nguồn vốn đầu tư cho các nguồn điện mới và đồng thời đảm bảo những cấu trúc và cơ cấu mới đang được hình thành trong quá trình cải cách và tái cơ cấu đáp ứng được yêu cầu trong dài hạn, tất cả cùng nhau tạo ra những thách thức trong thời điểm có thể nói là kịch tính nhất đối với ngành điện Việt Nam.

Trong bối cảnh khi Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN), đơn vị đang thống lĩnh toàn ngành điện, và các cơ quan hữu quan của Chính phủ chịu trách nhiệm về điều tiết và giám sát đang phải liên tục đưa ra những quyết định quan trọng, mục đích của báo cáo này là nhằm

đưa ra viễn cảnh tổng thể trong trung hạn của các vấn đề có mối quan hệ xoắn xít nêu trên, và đề xuất một số kiến nghị độc lập cho các vấn đề đó. Báo cáo do một nhóm nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới chuẩn bị, có tham vấn với các đối tác Việt Nam vào nửa cuối năm 2005. Phần một của báo cáo đưa ra đánh giá tổng quan về ngành điện Việt Nam, trong đó chú ý làm rõ những điểm mới của ngành điện. Phần hai trình bày những vấn đề ngành điện đang đối mặt và đưa ra những phân tích về các giải pháp có thể thực hiện, và cuối cùng là các kiến nghị. Các kiến nghị này được tóm tắt ở phần cuối của báo cáo (trang 34-36). Các bước triển khai của rất nhiều các kiến nghị trên đã và đang được tiến hành.

Hai thách thức đồng hành về tăng trưởng và cải cách

Công suất của hệ thống điện Việt Nam phải tăng gấp đôi trong vòng 5 năm, 2006-2010 để đáp ứng nhu cầu điện dự kiến tăng trưởng ở mức 16%/năm. Tăng trưởng của nhu cầu điện chủ yếu do gia tăng nhu cầu điện của ngành công nghiệp và gia tăng sử dụng điện cho sinh hoạt của người dân do thu nhập của họ ngày càng tăng cao. Trong giai đoạn 2011-2015, nhu cầu điện dự kiến tiếp tục tăng cao ở mức 11%/năm.

Trong năm năm vừa qua, ngành điện về tổng thể đã hoạt động tốt, duy trì tình hình tài chính lành mạnh, giảm tổn thất của hệ thống và nâng cao được chất lượng phục vụ. Một

trong những thành quả đặc biệt cần nhắc tới là đến năm 2004, ngành điện đã cấp điện cho 88% số hộ gia đình ở vùng nông thôn. Tuy nhiên, thiết hụt điện năng đã xảy ra vào năm 2005 và dự kiến sẽ tiếp tục trong năm 2006 và 2007, trong khi khó có khả năng bổ xung nhanh công suất cho hệ thống để đáp ứng nhu cầu. Các giải pháp trong ngắn hạn để giảm thiểu thiếu hụt điện gồm lắp đặt các tổ máy tuốc bin khí mới để đáp ứng phụ tải đỉnh, thực hiện quyết liệt các biện pháp quản lý nhu cầu (DSM) và tăng nhập khẩu điện từ các nước láng giềng. Trong khi các biện pháp về quản lý nhu cầu nhất thiết phải được đẩy mạnh thì giải pháp chính để đáp ứng nhu cầu và có đủ công suất dự trữ cho hệ thống là thực hiện hiệu quả một chương trình mở rộng công suất của hệ thống ở quy mô lớn trong trung hạn.

Chương trình cải cách ngành điện dài hạn của Việt Nam đã bắt đầu được triển khai với Luật Điện lực được thông qua vào cuối năm 2004, Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) được thành lập hoạt động dưới sự giám sát của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp và Lộ trình cải cách đã được Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt đầu năm 2006. Những nỗ lực tái cơ cấu ngành điện và phát triển một thị trường điện cạnh tranh là mục tiêu trong dài hạn. Tuy vậy, trước mắt có những quyết định và hành động quan trọng có những hậu quả mang tính quyết định đến thành công của quá trình cải tổ trong dài hạn. Điều quan trọng là cần đảm bảo rằng các quyết định về tái cơ cấu và cổ phần hóa một loạt các đơn vị hiện trực thuộc EVN và các thỏa thuận về phát triển các nhà máy điện độc lập (IPP) phải là những bước tiến phù hợp trong tương lai. Năng lực, uy tín và hiệu lực của ERAV cần được thiết lập để ban hành khung điều tiết để đảm bảo khả năng dự báo trước cho các chủ đầu tư. Tiếp theo, cần khoảng thời gian một vài năm để xây dựng một thiết kế cẩn thận và đạt được sự đồng thuận nhằm chuẩn bị triển khai một thị trường mới.

Tối ưu hóa đầu tư cho ngành điện

Việt Nam đã đưa ra một khung quy hoạch chất lượng cho chương trình mở rộng công suất của hệ thống điện với việc hoàn thành Tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam lần 6 cho giai đoạn 206-2015, có xét đến triển vọng năm 2025. Hiện Chính phủ đang thẩm định lần cuối báo cáo này. Các cấu trúc chính, năng lực phân tích và các công cụ phân tích được sử dụng trong báo cáo về cơ bản đáp ứng được yêu cầu. Báo cáo này được chuẩn bị cùng với các kế hoạch phát triển tương tự cho ngành than và dầu khí, lần đầu tiên được Bộ Công nghiệp chủ trì.

Tổng sơ đồ nhấn mạnh đến phát triển cả ba loại nguồn điện là thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí. Do các dự án thủy điện ở Việt Nam thường có chi phí thấp hơn so với các dự án nhiệt điện mới nên Việt Nam vẫn tiếp tục ưu tiên phát triển thủy điện. Tuy nhiên, chương trình phát triển các nhà máy nhiệt điện than gồm cả than trong nước và nhập khẩu cũng như nhiệt điện khí cũng rất quan trọng, cung cấp phần lớn nhất công suất cho hệ thống. Các nỗ lực về quản lý nhu cầu gồm cả sử dụng năng lượng hiệu quả và quản lý phụ tải cần phải đóng vai trò quan trọng hơn trong tương lai. Cuối cùng, nhập khẩu điện từ Trung Quốc và các nước khác dự kiến sẽ tăng nhanh và chiếm một tỷ lệ khá lớn trong tương lai.

Trong khi nhiệt điện than và khí đóng vai trò quan trọng đối với Việt Nam, tổ hợp tối ưu giữa hai loại nguồn điện này và ưu tiên triển khai của từng dự án cụ thể lại hết sức nhạy cảm đối với giá tương đối giữa than và khí trong tương lai và khả năng cung cấp cụ thể của nhiên liệu. Khả năng cung cấp của than nội địa và khí là có hạn và dự kiến sẽ cần sử dụng than nhập khẩu để đáp ứng nhu cầu điện. Các phân tích độ nhạy của các phương án giá kinh tế tương đối cho các phương án trên cho thấy rõ hai kết luận sau: (a) Một ưu tiên quan trọng nhất đối với chương trình phát triển ngành điện của Việt Nam nhằm

đảm bảo có phương án với chi phí tối thiểu là đầy mạnh xúc tiến thăm dò và xác định trữ lượng của khí thiên nhiên, và phát triển các mỏ khí, và (b) Cần phải cập nhật thường xuyên hơn khả năng sẵn sàng của các loại nhiên liệu và giá kinh tế tương đối của than và khí, xem xét một cách kỹ lưỡng cả hai khía cạnh trước khi triển khai các dự án điện lớn, kể cả khi các dự án này đã có trong quy hoạch.

Như được thảo luận kỹ hơn ở trên, các kết luận chính cho các phương án đầu tư cụ thể gồm:

- Trong thẩm định các dự án nhiệt điện than, điều quan trọng là trong đánh giá đầu tư là cần sử dụng giá kinh tế của than thay vì sử dụng giá tài chính. Thay cho phát triển một thị trường than cạnh tranh thực thụ, Chính phủ nên cân nhắc các chiến lược giá than nội địa. Các tác động về môi trường cũng là những vấn đề lớn cần được nghiên cứu kỹ khi xác định quy mô dự án, xác định vị trí dự án và lựa chọn công nghệ.
- Cần có những nỗ lực tích cực hơn để phối hợp các bên đóng vai trò chính và những bên quan tâm phát triển dự án mỏ khí-đường ống dẫn khí-nhà máy điện mới do sự cần thiết phải có các dự án mới càng sớm càng tốt. Để có thể đạt được giá điện cạnh tranh cần đạt được những cam kết có thời hạn thích đáng, ở quy mô lớn và vững chắc từ các bên. Do hạn chế về nguồn vốn và khả năng vay của EVN, nguồn đầu tư vào IPP là rất cần thiết. Tuy nhiên, thiếu cạnh tranh là một trong những bất lợi trong các cam kết khi mà các dự án IPP được thương thảo duy nhất với các nhà cung cấp nhiên liệu, trong trường hợp này việc thẩm định riêng rẽ và giám sát chặt chẽ chi phí cung cấp nhiên liệu và cung cấp điện rất quan trọng.
- Một vấn đề hết sức quan trọng trong phát triển thủy điện là nâng cao và hoàn thiện lập kế hoạch chi tiết và thực hiện của các chương trình tái định cư và nghiên cứu đánh giá môi

trường nhằm cung cấp đầy đủ thông tin hơn cho thiết kế dự án và tập trung vào những vấn đề chính. Việt Nam đã có một loạt các nỗ lực trong thời gian qua, bao gồm thiết lập các chính sách và cam kết tài chính cho công tác tái định cư. Thách thức của vấn đề này là quá trình thực hiện chương trình để đạt được kết quả tốt nhất trong dài hạn.

- Chương trình quản lý nhu cầu cần được đặc biệt mở rộng như là một biện pháp chiến lược nhằm thiết lập cầu nối giữa cung và cầu. Vấn đề chính là phát triển năng lực thể chế để triển khai hiệu quả các chương trình này, cả ở Bộ Công nghiệp và EVN.
- Bên cạnh giải pháp nhập khẩu điện trong ngắn hạn, cần tăng cường kết nối với Thái Lan, Trung Quốc, Lào và Cam Pu Chia thông qua phát triển hệ thống Mê Kông Lớn (GMS) nhằm đạt được những lợi ích lớn hơn và mang tính dài hạn cho Việt Nam.

Huy động nguồn vốn đầu tư

Tổng nguồn vốn đầu tư hàng năm cho ngành điện trong giai đoạn 2005-2010 là hơn 3 tỉ USD. Việt Nam đang tìm cách huy động từ các nguồn vốn khác nhau gồm cả trong nước và quốc tế để vượt qua thách thức đó. Hai loại nguồn vốn chính rất quan trọng là (a) vốn đầu tư của EVN gồm vốn tự có và các nguồn vốn vay, và (b) vốn đầu tư độc lập chủ yếu từ các nhà đầu tư vào các nhà máy điện độc lập. Cả hai nguồn này đều hết sức cần thiết.

Huy động tài chính cho các đầu tư mới từ hệ thống hiện tại của EVN, gồm cả các đơn vị thành viên, đóng vai trò quan trọng trong đầu tư xây dựng hệ thống truyền tải và phân phối, phần lớn cho các dự án thủy điện và một vài thành phần được chọn lựa của các dự án nhiệt điện. EVN đã có tình hình tài chính vững mạnh trong giai đoạn 2002-2004 cho phép EVN duy trì được tỉ lệ lớn vốn tự có trong đầu tư. Tuy nhiên, do chí phí tăng, một phần do thiếu hụt điện

năm 2005, và nhu cầu tăng vọt trong đầu tư mới, tỉ trọng vốn tự có cho đầu tư tụt giảm rất nhanh trừ khi doanh thu của EVN phải tăng rất mạnh. EVN đang tìm kiếm nguồn vốn vay từ rất nhiều nguồn khác nhau, bao gồm cả phát hành trái phiếu. Tuy nhiên, EVN sẽ nhanh chóng đạt đến giới hạn vay rất nhanh trừ khi có doanh thu tăng lên (hoặc vốn tự có tăng đột biến mà điều này rất khó xảy ra). Vượt quá giới hạn vay được thừa nhận trên thị trường thế giới mang lại rủi ro rất lớn cho EVN vì vấn đề thiết yếu là phải duy trì được uy tín về độ tin cậy của EVN nhằm ổn định khả năng huy động vốn vay của EVN trong dài hạn.

Một điều rõ ràng là cần phải nhanh chóng tăng giá bán lẻ trung bình để trang trải chi phí lớn hơn, đồng thời rất quan trọng, là tăng doanh thu nhằm huy động vốn cho chương trình phát triển hệ thống rất lớn. Cuối cùng thì khách hàng vẫn phải đóng góp nguồn vốn cho các dự án điện mới để đáp ứng nhu cầu của họ. Giá điện ở Việt Nam hiện nay tương đối thấp so với mức giá thế giới, bao gồm cả giá điện cho công nghiệp và đặc biệt là giá điện cho sinh hoạt.

Sản lượng điện mua ngoài của EVN, phần lớn từ các nhà máy điện độc lập và một phần từ nhập khẩu, dự kiến sẽ chiếm hơn một nửa sản lượng điện gia tăng trong giai đoạn 1995-2010. Một số dự án IPP sẽ do các công ty thuộc sở hữu nhà nước hoặc do liên doanh của các công ty này và EVN phát triển. Tuy nhiên, các dự án IPP do các công ty nước ngoài và tư nhân sở hữu toàn bộ dự kiến sẽ cung cấp vài nghìn MW công suất, được phát triển dưới hình thức BOT IPP.

Sử dụng đấu thầu cạnh tranh như là phương pháp chuẩn trong việc trao quyền phát triển các dự án IPP mới là một kiến nghị mạnh mẽ đối với Việt Nam. Ở bất kỳ nước nào, bất kỳ dự án nào thì giá và các điều khoản đạt được thông qua đấu thầu cạnh tranh đều mang lại giá thấp hơn cho dự án so với thông qua đàm phán. Thành công trong đấu thầu cạnh tranh đối với dự án Phú Mỹ 2.2 cung cấp những kinh nghiệm trong

vấn đề này cho Việt Nam. Cần thiết có những hỗ trợ cho nỗ lực của Bộ Công nghiệp nhằm (a) xây dựng một chiến lược bảo lãnh của Chính phủ đáp ứng được nhu cầu của các nhà đầu tư hiện nay đồng thời đặt ra những bước đi theo hướng hạn chế sự có mặt của Chính phủ và tăng khả năng tự bảo hiểm và độ tin cậy tài chính của các doanh nghiệp Việt Nam; (b) xây dựng khung tiêu chuẩn cho đấu thầu cạnh tranh cho một loạt các dự án IPP, và (c) giải quyết các vấn đề phát triển một cách đồng bộ mỏ khí, hệ thống dẫn khí và nhà máy điện đang gây cản trở cho sự phát triển của các dự án IPP.

Tái cơ cấu ngành điện, Cổ phần hóa và Phát triển thị trường điện

Mục tiêu của quá trình cải cách ngành điện là tối đa tính hiệu quả thông qua cạnh tranh trong ngành điện và mở rộng việc huy động vốn cho đầu tư và kỹ năng quản lý từ bên ngoài hệ thống do nhà nước vận hành hiện nay, nhằm giảm tới mức tối thiểu chi phí và cung cấp dịch vụ có chất lượng và đáng tin cậy cho khách hàng. Như đề cập trong Lộ trình đã được phê chuẩn, quá trình cải tổ dự kiến sẽ kéo dài hai mươi năm và gồm các giai đoạn (a) Giai đoạn chuẩn bị và thị trường "thí điểm" ban đầu, tiếp sau đó là vận hành một thị trường cạnh tranh trong cung cấp điện với một người mua duy nhất; (b) Giai đoạn hai sẽ triển khai một thị trường cạnh tranh bán buôn cho các công ty phân phối và các khách hàng lớn; và (c) Giai đoạn cuối cùng là triển khai cạnh tranh trong thị trường bán lẻ.

Những vấn đề tiềm ẩn về các bước phát triển của thị trường điện phải được tất cả các bên hiểu rõ. Bốn điểm quan trọng cần được nhấn mạnh gồm:

- EVN nên được tách ra thành những công ty/đơn vị thực sự riêng biệt. Mô hình hiện nay của EVN như là một tổng công ty nắm giữ tất cả tài sản của Nhà nước trong phát

điện, truyền tải và phân phối không thể duy trì nếu muốn đạt được sự cạnh tranh thực sự và tạo ra sân chơi bình đẳng cho các nhà đầu tư tư nhân.

- Chi phí cho khách hàng dự kiến không giảm trong thời gian ngắn. Lợi ích chính của cạnh tranh sẽ chỉ đạt được khi các khách hàng lớn và các công ty phân phối có thể ký hợp đồng trực tiếp với các công ty sản xuất điện trong một môi trường cạnh tranh. Lợi ích này dự kiến sẽ không đạt được trong vòng năm năm tới. Những yếu tố quan trọng nhất ảnh hưởng đến chi phí cung cấp điện cho khách hàng trong trung hạn là mức độ thành công trong việc sử dụng đấu thầu cạnh tranh cho các hợp đồng IPP, sự thay đổi của giá nhiên liệu, mức độ thành công trong việc duy trì phát triển theo kế hoạch đầu tư với chi phí thấp nhất và thành công trong quản lý nhu cầu và nâng cao hiệu quả vận hành của hệ thống.
- Thiếu hụt điện và không đủ công suất dự trữ trong thời gian tới bổ sung thêm thách thức cho quá trình cải cách. Việc sử dụng một thị trường "thử nghiệm", nội bộ nhằm vươn tới một thị trường điện trong tương lai và việc chuẩn bị chu đáo và kỹ lưỡng là những yếu tố mang tính quyết định.
- Nâng cao tính linh hoạt và khả năng dự báo trước trong định giá bán lẻ nên được triển khai từng bước. Khi tiến tới một thị trường điện thì các yếu tố của thị trường cần phải được thực hiện các vai trò của mình và do vậy tính linh hoạt trong định giá bán lẻ là điều thiết yếu. Vấn đề này có thể được thực hiện thông qua cơ chế cho phép phản ánh thay đổi của chi phí cấp điện lên chi phí của khách hàng và để khách hàng phản ứng lại.

Lộ trình hiện tại đề ra một loạt các chỉ dẫn và các bước xác đáng cho quá trình cải tổ. Tuy nhiên, cần có những nghiên cứu thấu đáo về việc cho phép ký hợp đồng trực tiếp giữa các công ty sản xuất điện và các khách hàng lớn

và/hoặc các công ty phân phối vì các lý do cụ thể (ví dụ huy động vốn cho đầu tư mới) trong giai đoạn một người mua duy nhất. Điều này cho phép đạt được lợi ích của quá trình cải tổ sớm hơn. Ngoài ra, kinh nghiệm từ các nước khác cho thấy những quyền lợi bất di bất dịch và không cân bằng về giá có thể hình thành nếu người mua duy nhất được luật pháp trao cho sự độc quyền. Điều này có thể tạo ra các rào cản cản trở các bước cải tổ tiếp theo và hạn chế các lợi ích của cạnh tranh. Sự thận trọng và dành thời gian thích đáng cho giai đoạn chuẩn bị là cần thiết. Tuy vậy, một khi quá trình chuẩn bị đã hoàn thiện, có thể tốt nhất là triển khai quá trình cải tổ tiến tới các hợp đồng trực tiếp nêu trên càng nhanh càng tốt.

Các quyết định trong hiện tại và trong vài năm tới về tái cơ cấu ngành điện, đặc biệt là phần ngành điện trong chương trình cổ phần hóa của Chính phủ, sẽ có ảnh hưởng sâu rộng đến ngành điện trong tương lai và mức độ đạt được các mục tiêu của quá trình cải cách đề ra trong Luật Điện lực. Quy mô, cấu trúc và phạm vi hoạt động của các công ty cổ phần mới thành lập cần phải phù hợp với một thị trường điện trong tương lai. Các công ty này phải đủ mạnh để thu hút các thành viên tham gia thị trường nhưng cũng không được lớn đến mức có thể khống chế thị trường. Các công ty phân phối nói riêng cần phải có tình hình tài chính vững mạnh và năng lực quản lý để được nhìn nhận là có khả năng thanh toán và có thể ký kết các hợp đồng dài hạn với các công ty sản xuất điện. Vì lý do này cùng với các lý do khác, một kiến nghị mạnh mẽ đối với Chính phủ là nên đánh giá kết quả của việc thí điểm cổ phần hóa các công ty phân phối ở quy mô tỉnh trước khi triển khai trên diện rộng chiến lược cổ phần hóa này. Sự quan ngại ở đây là các công ty phân phối nhỏ ở quy mô tỉnh không thể trở thành các công ty kinh doanh bán và thu tiền điện đáng tin cậy để cả ngành công nghiệp điện có thể dựa vào ngoại trừ khi Chính phủ tiếp tục hỗ trợ

về tài chính cho phần lớn các công ty này vô thời hạn.

Khi một thị trường điện đang dần trở thành hiện thực, một vấn đề cần quan tâm nữa là cân bằng giữa nhu cầu của các nhà đầu tư độc lập có được các hợp đồng mua bán điện (PPA) được chấp nhận từ phía các ngân hàng để cung cấp các khoản vay và sự cần thiết phải tiến đến một thị trường điện một cách vững chắc và suôn sẻ. Rõ ràng là các PPA cần đưa ra đảm bảo trong trung hạn về dòng tiền để các nhà đầu tư có thể đạt được các khoản vay cho dự án. Cũng rất quan trọng là phải bảo vệ mức độ an toàn của Việt Nam trong cung cấp điện và đảm bảo đủ công suất dự phòng trong hệ thống. Vấn đề chủ chốt ở đây là cần thiết kế thị trường điện để giảm thiểu những mối quan ngại này. Ví dụ trong thiết kế thị trường có thể ưu tiên đáp ứng chủ yếu nhu cầu điện thông qua các hợp đồng điện và hạn chế trao đổi trên thị trường giao ngay cho phần điện năng yêu cầu còn lại ngoài trong hợp đồng.

Phát triển cơ quan điều tiết điện lực của Việt Nam

Hai yếu tố quan trọng quyết định sự thành công của ERAV, cơ quan có vị trí rất quan trọng và cần thiết trong điều tiết ngành điện, gồm (a) khả

năng của cơ quan này tự biến nó thành một cơ quan khách quan, chịu trách nhiệm thực thi luật quốc gia, với sự ủy nhiệm được thừa nhận bởi tất cả các bên liên quan, và hoạt động như một cơ quan độc lập, tách khỏi các công việc thường xuyên và các cơ quan trực thuộc Bộ Công nghiệp, (b) chứng minh một cách rõ ràng năng lực về mặt kỹ thuật trong việc giải quyết các vấn đề phức tạp liên quan đến điều tiết ngành điện. Một số điểm ERAV nên cân nhắc trong năm hoạt động đầu tiên gồm: (a) Thiết lập cho mình một chức danh riêng; (b) xây dựng và công bố một chương trình làm việc rõ ràng, cụ thể; (c) phát triển và đào tạo cán bộ; (d) thỏa thuận các bên tham gia thị trường về một quy trình rõ ràng về thu thập thông tin và giám sát; (e) xác định rõ quyền buộc phải thi hành của ERAV; và (f) xác định cơ cấu giải quyết tranh chấp.

Các kiến nghị cho các bước tiếp theo

Các kiến nghị trong báo cáo được tóm tắt trong phần cuối. Các hoạt động cụ thể hóa các kiến nghị này đã và đang được tiến hành. Nhằm hỗ trợ Việt Nam vượt qua thử thách, từng bước phát triển ngành điện trong vòng năm năm tới, hỗ trợ của cộng đồng quốc tế, cả về phương diện tài chính, nghiên cứu và kinh nghiệm, là rất cần thiết.

Hiện trạng ngành điện Việt Nam

Tổng quan

Giới thiệu ngành năng lượng Việt Nam

Việt Nam là một nước xuất khẩu năng lượng và sẽ tiếp tục là một nước xuất khẩu năng lượng trong thời gian tới. Việt Nam có nguồn dầu thô và khí tự nhiên ngoài khơi phía nam, than ở phía bắc và nguồn thủy điện ở vùng miền núi phía tây trải dài từ bắc tới nam. Việt Nam không thực sự đặc biệt dồi dào về các nguồn tài nguyên này, tuy nhiên Việt Nam vẫn đang tiếp tục khai thác các nguồn tài nguyên của mình chủ yếu đáp ứng nhu cầu sử dụng trong nước.

Năm 2004, Việt Nam đã khai thác khoảng 20 triệu tấn dầu thô, tăng từ 16 triệu tấn dầu năm 2000. Phần lớn lượng dầu này được xuất khẩu thu về khoảng 5,7 tỉ USD ngoại tệ, chiếm khoảng 21% tổng giá trị xuất khẩu của Việt Nam. Tuy nhiên năm 2004, Việt Nam đã nhập khẩu khoảng 11 triệu tấn xăng dầu với chi phí khoảng 3,6 tỉ USD, như vậy giá trị xuất khẩu thuần dầu mỏ của Việt Nam chỉ là 2,1 tỉ USD. Việt Nam hiện đang triển khai xây dựng năng lực lọc dầu của mình do vậy tỉ trọng nhu cầu xăng dầu được đáp ứng bằng dầu thô của Việt Nam được tinh chế trong nước sẽ tăng dần. Sản lượng dầu thô khai thác dự kiến sẽ tăng trong tương lai tuy nhiên sẽ không có sự đột biến: dự kiến sản lượng dầu thô khai thác trung bình tới năm 2020 sẽ khoảng 25-40 triệu tấn.

Việt Nam có nguồn khí tự nhiên với trữ lượng lớn ngoài khơi, bao gồm cả khí đồng hành và trong các mỏ khí. Tất cả khí tự nhiên dự kiến sẽ sử dụng cho nhu cầu trong nước trong thời gian tới – Ngành công nghiệp này sẽ đáp ứng tốt nhu cầu trong nước đặc biệt cho phát điện cũng như sản xuất phân bón và các ngành công nghiệp lớn khác. Năm 2005 có khoảng 6,6 tỉ m³ khí đã được khai thác đưa vào bờ. Sản lượng khí khai thác dự kiến sẽ tăng lên 11-15 tỉ m³ khí vào năm 2015.

Hiện tại trữ lượng than có thể khai thác của Việt Nam cho phép tăng lượng khai thác hàng năm từ 20 triệu tấn hiện nay lên 45 triệu tấn. Phần lớn là antraxit, loại than có chất lượng cao nhất được xuất khẩu cho luyện kim, còn loại than có chất lượng kém hơn được sử dụng trong nước, chủ yếu cho phát điện và sản xuất xi măng. Sản lượng than khai thác đã tăng nhanh chóng trong một vài năm gần đây từ khoảng 11 triệu tấn năm 2000. Do than tăng giá trên thị trường thế giới nên giá trị xuất khẩu than năm 2004 đã đạt 335 triệu USD từ 7,5 triệu tấn than được xuất khẩu.

Đến năm 2004, gần một phần tư trữ lượng kinh tế của nguồn thủy điện Việt Nam đã được khai thác. Ngoại trừ trường hợp đặc biệt của sông Đà ở phía bắc, tiềm năng thủy điện của Việt Nam không phù hợp với các dự án thủy điện lớn mà là các dự án loại vừa và nhỏ. Ngoại trừ các tuyến Hòa Bình, Sơn La và Lai Châu trên sông Đà, tất cả các tuyến thủy điện ở Việt Nam đều dự kiến khai thác ở mức thấp hơn 1000 MW.

Giới thiệu ngành điện lực Việt Nam

Hệ thống điện Việt Nam. Hệ thống điện Việt Nam phát triển theo hướng khai thác các nguồn tài nguyên và theo đặc trưng địa lý. Với nguồn thủy điện có ở cả ba miền (xem hình 1), thủy điện chiếm tỉ trọng lớn nhất trong nguồn cung cấp điện từ những năm cuối thập kỷ 80 cho tới gần đây. Nhiệt điện sử dụng than cung cấp công suất phủ đầy cho miền Bắc. Các nhà máy nhiệt điện sử dụng khí ngoài khơi đã được xây dựng ở phía nam từ cuối những năm 90 bổ xung vào sản lượng điện nhờ từ một số nhà máy nhiệt điện chạy dầu. Tổng công suất phát điện của hệ thống điện đến cuối năm 2004 là

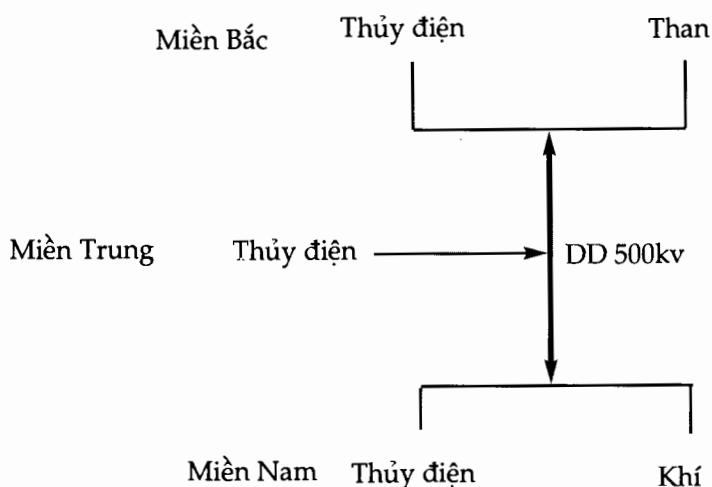
Bảng 1.

Công suất phát của hệ thống điện Việt Nam (MW)

	2002	2003	2004
Thủy điện	4187	4154	4227
Nhiệt điện than	1245	1245	1495
Nhiệt điện dầu và khí	3428	4496	5475
Tổng cộng	8860	9895	11197

Nguồn: EVN.

Hình 1: Đặc điểm theo vùng của hệ thống điện Việt Nam



gần 11.200 MW (xem bảng 1). Đường dây 500 KV Bắc Nam nối các vùng và các nhà máy điện làm tăng khả năng sử dụng tối ưu các nguồn điện theo các mùa trên cơ sở tổ hợp các nguồn điện và tăng trưởng của nhu cầu. Kết cấu của hệ thống điện dự kiến sẽ tiếp tục giữ nguyên trong dài hạn khi hệ thống được mở rộng. Tuy vậy, tỉ trọng các nguồn điện sẽ thay đổi hàng năm khi có các nhà máy điện mới bắt đầu vận hành. Thủy điện và nhiệt điện sử dụng khí tự nhiên dự báo sẽ chiếm khoảng 40% công suất của hệ thống và nhiệt điện than sẽ chiếm khoảng 20% trong trung hạn.

Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN) đã hoàn thành đường dây 500 kV Bắc Nam mạch hai để tăng cường năng lực truyền tải. Nếu tính cả đường dây 500 kV để truyền tải điện từ các tổ hợp nguồn điện lớn mới và các mạch đường dây cao thế khép kín xung quanh Hà Nội và thành phố Hồ Chí Minh đang bắt đầu được xây dựng thì tổng chiều dài của đường dây 500 kV sẽ tăng từ 2423 km, năm 2003 lên 3533 km vào năm 2005. Đến cuối năm 2004, chiều dài lưới 220 kV là 4798 km và lưới 110 kV là 9339 km. Trao đổi điện năng với các nước trong khu vực như Trung Quốc, Cam Pu Chia và Lào năm 2004 chỉ ở mức thấp tuy nhiên sẽ tăng mạnh trong tương lai.

Ngành điện Việt Nam đã có những cố gắng rất lớn để mở rộng hệ thống điện nhằm đáp ứng nhu cầu đang tăng rất nhanh trong thập kỷ qua, và nhìn chung đã thành công, mặc dù sự thiếu hụt điện nghiêm trọng đã xảy ra vào mùa hè năm 2005 do tình hình hạn hán cộng với hạn chế của công suất của hệ thống. Từ năm 1995 đến 2004, sản lượng điện năng thương phẩm đã tăng trung bình hàng năm 15,1%, gấp đôi tỉ lệ tăng trưởng GDP là 7.1% (xem bảng 2). Điện năng sản xuất cùng kỳ đã tăng 13,6%, chậm hơn một chút so

Bảng 2.**Tổng sản lượng sản xuất và thương phẩm (1995-2004)**

	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Tổng điện năng sản xuất (TWh)	14.6	26.6	30.6	35.8	40.8	46.2
Tổng điện năng thương phẩm (TWh)	11.2	22.4	25.8	30.3	34.9	39.7
Tỷ dùng (%)	9.3	4.1	4.2	4.9	4.8	4.3
Tổn thất do truyền tải và phân phối (%)	21.4	14.5	14.2	13.4	12.2	12.2

a/ Tiêu thụ điện không xác định được có thể được đưa vào số liệu điện tỷ dùng..

Source: EVN Staff calculations.

với điện năng thương phẩm do hiệu suất của hệ thống được cải thiện. Ví dụ, tổn thất truyền tải và phân phối đã giảm mạnh từ mức rất cao 21,4% năm 1995 xuống ở mức chấp nhận được là 12,2%, năm 2004.

Tổng sản lượng điện năng sản xuất năm 2004 là 46,2 TWh (bảng 3)¹. Điện năng của các nhà máy điện sử dụng khí và dầu đã lần đầu tiên vượt quá sản lượng thủy điện sau nhiều năm, do một số tổ máy dùng khí tự nhiên của tổ hợp Phú Mỹ đi vào vận hành. Sản lượng điện năng mua từ các nhà máy điện độc lập năm 2004 tăng lên mức 6,3 TWh (14% tổng sản lượng điện năng sản xuất). Năm 2005, tỉ trọng điện năng của các nhà máy điện độc lập sẽ tăng đáng kể do các

nhà máy mới được hoàn thành năm 2004, đưa tỉ trọng công suất của các nhà máy điện độc lập lên 22% vào cuối năm 2005.

Nguồn gốc tăng trưởng nhu cầu điện. Sử dụng điện năng tại Việt Nam đang tăng từ mức xuất phát rất thấp so với một nước có quy mô như Việt Nam. Năm 1995, tổng sản lượng điện thương phẩm là 11.185 GWh tương đương với 156 kWh/người/năm. Mặc dù sử dụng điện năng sử dụng đã tăng gấp 3 lần trong giai đoạn 1996-2004, mức tiêu thụ điện bình quân đầu người vẫn chỉ ở mức 484 kWh/năm, trong khi chỉ số trung bình của các nước thu nhập thấp và trung bình đã là 1265 kWh.

Điện năng cho công nghiệp và sinh hoạt cùng chiếm xấp xỉ 45% điện năng thương phẩm năm 2004 (xem bảng 4). Mặc dù lĩnh vực dịch vụ cũng đã đóng một vai trò nhất định tuy nhiên công nghiệp và sinh hoạt vẫn là các tác nhân chính gây nên sự gia tăng của nhu cầu điện năng, và xu thế này dự kiến sẽ không đổi. Tỉ trọng điện cho ngành nông nghiệp, vốn không phải là một ngành sử dụng điện lớn, đã giảm nhanh chóng.

Sự gia tăng phi mã của nhu cầu điện cho công nghiệp là kết quả tăng trưởng nhanh trong lĩnh vực sản xuất. Giá trị gia tăng của ngành công nghiệp trong giai đoạn 1996-2004 là

Bảng 3.**Sản lượng điện năng sản xuất theo nguồn điện 2002-2004 (TWh)**

	2002	2003	2004
Thủy điện	18.2	19.0	18.1
Than	4.9	7.2	7.2
Dầu và khí	12.7	14.6	20.9
Tổng cộng	25.8	40.8	46.2
EVN sản xuất	33.7	34.8	40.1
EVN mua	2.1	6.0	6.1

Nguồn: EVN.

1. Tất cả các số liệu trong báo cáo đều lấy từ báo cáo thống kê của EVN bao gồm sản lượng điện sản xuất và thương phẩm của lưới điện. Tổng điện năng sản xuất của các nguồn khác chỉ chiếm khảng 0,6 TWh, năm 2004.

Bảng 4.

Tăng trưởng điện năng thương phẩm theo ngành sử dụng (1995-2004)

	TWh		Tỉ trọng (%)			
	1995	2000	2004	1995	2000	2004
Công nghiệp và xây dựng	4,6	9,1	17,9	41,0	41,0	45,0
Nông nghiệp ^{a/}	0,6	0,4	0,6	6,0	2,0	1,0
Sinh hoạt	4,9	11,0	17,7	44,0	49,0	45,0
Thương mại và các ngành khác	1,1	1,9	3,5	9,0	8,0	9,0
Tổng cộng	11,2	22,4	39,7	100,0	100,0	100,0

a/ Phương pháp thu thập và lĩnh toán thống kê cho nông nghiệp đường như đã được thay đổi trong giai đoạn này.
 Nguồn: EVN

khoảng 11%. Tỉ trọng của ngành công nghiệp trong GDP, là ngành có cường độ sử dụng điện tương đối cao, đã tăng từ 22,6% năm 1995 lên 30,8% năm 2004, trong khi đó tỉ trọng của nông nghiệp đã giảm từ 26,2% xuống còn 20,3%. Hơn nữa, ngành công nghiệp nhẹ, một ngành phát triển nhanh nhất ở Việt Nam gồm chế biến lương thực và đồ uống, dệt may, hóa chất, hàng tiêu dùng thường có xu hướng sử dụng nhiều điện hơn cho một đơn vị gia tăng trong quá trình phát triển do gia tăng tự động hóa, đóng gói và (đối với thực phẩm, đồ uống và dệt may) nhu cầu làm lạnh. Mức độ tăng trưởng nhu cầu điện của ngành công nghiệp đã tăng đặc biệt nhanh trong vài năm gần đây (ví dụ 18,5%/năm trong giai đoạn 2001-2004), và dự báo tiếp tục là ngành có tác động lớn đến nhu cầu điện năng.

Tốc độ tăng nhanh và ổn định của nhu cầu điện cho sinh hoạt phần lớn là do có thêm các hộ gia đình được cấp điện và việc sử dụng điện cho các nhu cầu khác ngoài nhu cầu chiếu sáng. Cùng với sự gia tăng dân số tại khu vực thành thị và thành công của chương trình điện khí hóa nông thôn, đã có thêm khoảng 30 triệu người, chiếm khoảng 37% tổng dân số, được cấp điện và trở thành các khách hàng sử dụng điện từ năm 1995 đến 2004. Tuy nhiên nhu cầu điện năng cho sinh hoạt có thể có tác động lớn hơn tới tăng trưởng của nhu cầu điện khi các khách hàng mới là hộ gia đình, hiện có mức tiêu thụ

điện năng rất thấp và có thu nhập đang tăng nhanh từ mức rất thấp ở những năm 90, mua sắm thêm các thiết bị sử dụng điện. Hiển nhiên, tiêu thụ điện trung bình ở mức 20 kWh/tháng/người là thấp và chắc chắn sẽ tăng do mức độ sử dụng điện vẫn đang ở mức khởi đầu ở các vùng nông thôn và việc sử dụng các thiết bị tiêu thụ nhiều điện như điều hòa nhiệt độ ở nhóm hộ gia đình có thu nhập trung bình đang trở nên phổ biến.

Chính sách và khung thể chế

Trong nền kinh tế thị trường theo định hướng xã hội chủ nghĩa của Việt Nam, sở hữu công cộng chi phối toàn bộ ngành năng lượng, tuy nhiên các yếu tố thị trường đang xuất hiện và sự tham gia của lĩnh vực tư nhân đang ngày được mở rộng. Từ năm 1995, hoạt động của ngành năng lượng đã được tổ chức thành 3 tổng công ty đều là những tổng công ty lớn nhất Việt Nam gồm: Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam (Petro Việt Nam), Tập đoàn Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) - trước đây là Tổng Công ty Than Việt Nam (Vinacoal), và Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN).

Các cơ sở pháp lý quan trọng trong lĩnh vực năng lượng gồm Luật Dầu khí (1993) và các Nghị định hướng dẫn thực hiện Luật Dầu khí (1996); và Luật Điện lực (2004) và các nghị định

105 và 106 (2005) ban hành kèm theo hướng dẫn thi hành Luật Điện lực. Các nghị định quan trọng của Chính phủ gồm Nghị định 55 (2003, thiết lập chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công nghiệp), Nghị định 45 (2001, về hoạt động điện lực và sử dụng điện), Nghị định 48 (2000, xác định chính sách và khung điều tiết cho lĩnh vực dầu khí). Như sẽ được thảo luận ở cuối chương, Luật Điện lực nhằm xây dựng một khuôn khổ mới trong điều tiết và vận hành ngành điện trong những năm tới.

Chính sách của chính phủ và trách nhiệm điều tiết

Bộ Công nghiệp là cơ quan trực tiếp chịu trách nhiệm về chính sách và giám sát lĩnh vực năng lượng, trong cả hai phương diện là bộ quản lý ngành và bộ chủ quản giám sát các hoạt động của các doanh nghiệp nhà nước. Bộ Công nghiệp có trách nhiệm giám sát thực hiện các chính sách của nhà nước; đề xuất và chuẩn bị các cải cách về chính sách trình Chính phủ phê duyệt. Bộ Công nghiệp cũng có trách nhiệm thẩm định và trình Thủ tướng phê duyệt các kế hoạch phát triển tổng thể cho ngành và cho các dự án đầu tư lớn. Mặc dù thường cần có thẩm định và phê duyệt từ các cơ quan khác như Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) và Văn phòng Chính phủ, Bộ Công nghiệp vẫn là “cửa sổ Chính phủ” đối với các công ty hoạt động trong lĩnh vực năng lượng. Bộ Công nghiệp thẩm định và đề xuất các điều chỉnh giá điện bán lẻ trình Thủ tướng phê duyệt. Ngành điện là một trong các ngành năng lượng quan trọng do Bộ Công nghiệp trực tiếp giám sát.

Bên cạnh Văn phòng Chính phủ trực thuộc Thủ tướng còn có các cơ quan Chính phủ quan trọng khác đối với ngành điện gồm:

Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) có trách nhiệm chuẩn bị kế hoạch phát triển của toàn bộ nền kinh tế; thẩm định và đề xuất cho Thủ

tướng tất cả các dự án sử dụng ngân sách chính phủ hoặc từ các nguồn khác.

Bộ Tài chính (MoF), bên cạnh vai trò chính là giám sát các vấn đề về tài chính cho Chính phủ và ngân sách, MoF còn chuẩn bị bảo lãnh của Chính phủ cho các tín dụng xuất khẩu, và cung cấp, thông qua Quỹ Hỗ trợ Phát triển (DAF), các khoản vay từ ngân sách cho nhà đầu tư có đủ điều kiện.

Bộ Khoa học Công nghệ và Môi trường (MONRE), chịu trách nhiệm về quy định môi trường.

Ngân hàng Trung ương Việt Nam (SBV), có trách nhiệm phân bổ hối đoái ngoại tệ; làm đối tác với nhà tài trợ quốc tế; và là cơ quan quan trọng trong thực hiện bảo lãnh chuyển đổi hối đoái ngoại tệ.

Ủy ban Nhân dân các tỉnh (PPCs), có trách nhiệm thực hiện giám sát của Chính phủ ở chính quyền địa phương, bao gồm cả các chức năng nhà nước do Chính phủ trung ương ủy quyền.

Cấu trúc của ngành điện và quyền sở hữu

EVN là doanh nghiệp điện lực công ích được cơ cấu tập trung theo chiều dọc chịu trách nhiệm phát triển, quản lý và vận hành các tài sản quốc gia của ngành điện. Tuy nhiên, với Luật Điện lực được thông qua, Việt Nam bắt đầu thực hiện một chương trình dài hạn nhằm cải tổ ngành điện, chương trình này sẽ thay đổi căn bản EVN về tính pháp lý, quyền sở hữu và cơ cấu quản lý của ngành, và cách thức Chính phủ điều tiết ngành điện. Phần dưới đây mô tả tình hình tới năm 2005, còn chiến lược trong tương lai, các đánh đổi và lựa chọn quan trọng sẽ được thảo luận sau.

EVN là một tổng công ty với các thành viên do EVN sở hữu toàn bộ. EVN sở hữu và vận hành các nhà máy điện thuộc sở hữu nhà nước hiện có và có cổ phần trong một số nhà máy

điện độc lập. Các thành viên chính gồm 7 công ty điện lực (PCs) có trách nhiệm truyền tải và phân phối điện ở mức điện thế đến 110 kV. Các PCs lớn nhất là PC1 (ở phía Bắc), PC2 (ở phía nam) và PC3 (miền trung), bốn công ty còn lại quản lý hệ thống phân phối ở bốn thành phố Hà Nội, Hồ Chí Minh, Hải Phòng và Đồng Nai. Mỗi công ty điện lực đều có hệ thống kế toán của mình, tuy nhiên vẫn thống nhất với hệ thống kế toán của EVN. Các thành viên quan trọng khác nằm trong EVN gồm bốn công ty truyền tải, bốn công ty tư vấn, Trung tâm Điều độ Quốc gia, và một số công ty sản xuất thiết bị.

So với nhiều công ty nhà nước khác, EVN đã thiết lập được một nền "văn hóa" công ty và định hướng thương mại, đặc biệt là trong những năm gần đây. Hệ thống tài khoản tài chính của EVN hoàn toàn tách biệt khỏi ngân sách Chính phủ, và EVN không nhận hỗ trợ của Chính phủ cho đầu tư và hoạt động của mình, ngoại trừ vốn cho tái định cư cho một số ít các dự án đa mục tiêu (dự án thủy điện). EVN đang hoạt động với những khoản vay thương mại, ngoại trừ trường hợp ngoại lệ (i) vốn vay ưu đãi cho điện khí hóa nông thôn (vốn vay IDA) và (ii) vốn vay từ Quỹ Hỗ trợ phát triển cho chi phí tái định cư và các thiết bị sản xuất trong nước với lãi suất thấp hơn lãi suất thương mại từ 2-3%. EVN đã liên tục có lợi nhuận trong những năm gần đây, trang trải toàn bộ chi phí, bao gồm cả chi phí khấu hao và chi phí tài chính, bằng nguồn thu của mình.

Các kế hoạch phát triển nguồn và lưới điện của EVN, và các dự án đầu tư lớn phải được Chính phủ phê duyệt. Bộ Công nghiệp hiện nay chịu trách nhiệm triển khai đấu thầu và chuẩn bị các thủ tục ký kết hợp đồng cho các dự án điện độc lập lớn. Giá bán lẻ điện năng cũng do nhà nước quy định chặt chẽ, điều chỉnh giá điện do Bộ Công nghiệp đề xuất phải được Thủ tướng phê duyệt. Việt Nam duy trì một cơ cấu giá bán điện thống nhất trên cả nước.

Chính sách của Chính phủ ngày càng khuyến khích phát triển các nhà máy điện độc lập bởi các nhà đầu tư ngoài EVN. Năm 2002, tổng công suất của các nhà máy điện độc lập chỉ là 620 MW, chiếm khoảng 7% tổng công suất nổi lưới của hệ thống thì đến năm 2004 công suất của các nhà máy điện độc lập đã tăng lên đột biến tới 2400 MW, chiếm 22% công suất của hệ thống do các tổ máy của các nhà máy điện khí Phú Mỹ 2.2 và Phú Mỹ 3 bắt đầu hoạt động. IPPs có thể do các công ty nước ngoài, công ty tư nhân, công ty trong nước hoặc công ty liên doanh (gồm cả EVN) sở hữu toàn bộ. Tổng Công ty Than và Tổng Công ty Dầu khí đang triển khai một số IPPs, đều do họ sở hữu toàn bộ hoặc liên doanh với EVN. Các nhà máy thủy điện nhỏ độc lập hiện do các công ty trong nước phát triển nhằm bán điện lên lưới thông qua thỏa thuận mua bán điện với EVN.

Ở vùng nông thôn, các cộng đồng địa phương sở hữu và vận hành phần lớn hệ thống lưới điện phân phối. Theo quy định của Chính phủ về điện khí hóa nông thôn, EVN sẽ phát triển các hệ thống lưới trung thế và các cộng đồng địa phương phát triển các hệ thống lưới hạ thế (mặc dù EVN đã thực hiện vai trò này cho khoảng 1/5 số xã ở Việt Nam). UBND các tỉnh giám sát quá trình điện khí hóa nông thôn trong tỉnh và cung cấp hỗ trợ tài chính quan trọng cho đầu tư của địa phương. Đến năm 2004, các đơn vị phân phối điện lực địa phương vẫn tồn tại dưới các hình thức không chính thức như các Tổ điện xã hoặc các tổ chức tương tự ở hai phần ba các xã đã được cấp điện của Việt Nam. Tuy nhiên, theo quy định của Chính phủ tất cả các tổ chức trên phải chuyển đổi sang các đơn vị hợp pháp như các hợp tác xã hoặc công ty cổ phần. Trong giai đoạn đầu, phần lớn các tổ chức này chuyển đổi sang hợp tác xã ở quy mô xã tuy nhiên cũng có các công ty cổ phần ở quy mô huyện, các công ty này cần được củng cố và mở rộng để có thể trong tương lai trở

thành những đơn vị kinh doanh quan trọng trong hệ thống điện.²

Nhu cầu đầu tư

Với nhu cầu điện năng liên tục tăng, Việt Nam đang phải đối mặt với sự gia tăng nhanh chóng của nhu cầu đầu tư vào ngành điện. Trong khi Tổng Sơ đồ Phát triển Điện lực 5 đầu tiên dự kiến tốc độ tăng trưởng điện năng trung bình ở mức 13,4%/năm trong giai đoạn 2001-2010 nhằm đáp ứng nhu cầu của nền kinh tế có tốc độ tăng trưởng khoảng 7,5%/năm thì trên thực tế sản lượng điện sản xuất đã tăng 14,9%/năm trong giai đoạn 2001-2004 do nhu cầu điện tăng nhanh hơn dự kiến. EVN đã hiệu chỉnh Kế hoạch phát triển này vào năm 2003 và dự báo được thiếu hụt công suất của hệ thống, tuy vậy Việt Nam vẫn trải qua thiếu hụt điện nghiêm trọng trong năm 2005, buộc phải cắt điện trên diện rộng.

Do đó, trong Tổng Sơ đồ Phát triển Điện lực lần thứ 6 cho giai đoạn 2005-2015, có xét tới 2020, nhu cầu cho đầu tư và phát triển ngành điện, được xác định thông qua cân bằng điện cho giai đoạn này, dự kiến sẽ lớn hơn dự báo ban đầu (xem bảng 5). Kế hoạch mới này vẫn đang được tiếp tục chuẩn bị và sẽ được thẩm định bởi các Bộ, ngành liên quan vào cuối năm 2005. Tuy nhiên, theo ước tính gần đây của EVN (mùa hè năm 2005) thì sản lượng điện sản xuất sẽ đạt 113 TWh vào năm 2010 tăng từ mức 46,2 TWh năm 2004, tốc độ tăng trưởng trong giai đoạn 2005-2010 là 16,0% cao hơn tỉ lệ tăng trưởng dự báo trong báo cáo ban đầu là 12,4%. Tỉ lệ tăng trưởng trên hàm ý mức độ đàn hồi giữa tăng trưởng nhu cầu điện năng và tăng trưởng kinh tế tiếp tục giữ ở mức 2 lần. Tăng trưởng phụ tải công nghiệp dự kiến sẽ ở rất cao. Tỉ lệ tăng trưởng của nhu cầu điện năng trong giai đoạn 2011-2015 theo kịch bản cơ sở

gần đây dự kiến giảm đi ở mức khoảng 11,0%/năm và sẽ giảm xuống 9,1%/năm trong giai đoạn 2016-2020.

Tổng nguồn vốn đầu tư yêu cầu hàng năm của ngành điện để đáp ứng nhu cầu sẽ vượt quá 3 tỉ USD trong nửa cuối của thập kỷ này; gấp 3 lần mức đầu tư ở đầu thập kỷ và là một thách thức cực kỳ lớn cho Việt Nam. Như trình bày trong bảng 6, những khoản đầu tư lớn vào nguồn điện, phát triển hệ thống truyền tải trong cả nước, lưới phân phối ở thành thị và một phần lưới phân phối hạ thế ở nông thôn sẽ vào khoảng 2,4-2,5 tỉ USD (giá cố định) chỉ đủ để đáp ứng nhu cầu phụ tải dự báo trong TSD Phát triển Điện lực Việt Nam V đầu tiên, mà hiện nay rõ ràng là đã dự báo nhu cầu phụ tải thấp hơn thực tế. Đầu tư cho lưới truyền tải sẽ tiếp tục ở mức cao trong năm 2006, do EVN cố gắng hoàn thành trục xương sống cho hệ thống điện, sau đó sẽ giảm dần vào cuối thập niên. Đầu tư của EVN vào lưới phân phối dự kiến sẽ tăng ở mức độ khiêm tốn (mặc dù đầu tư vào lưới điện nông thôn từ các nguồn ngoài EVN chắc chắn sẽ tăng nhanh). Tuy nhiên, có một điểm quan trọng là theo dự báo, đầu tư của EVN vào nguồn điện mặc dù sẽ tăng nhiều nhưng với tốc độ giảm dần do EVN sẽ chuyển dịch một cách mạnh mẽ sang huy động nguồn điện năng mua từ các nhà máy điện độc lập (xem bảng 7). Hiện tại, điện năng mua từ các nhà máy điện độc lập chỉ chiếm 13,6% của tổng điện lượng sản xuất, Việt Nam có ý định tăng lượng điện năng này lên khoảng 1/3 tổng điện năng sản xuất của hệ thống vào năm 2010. EVN hướng tập trung đầu tư chủ yếu vào các công trình thủy điện và dựa vào đầu tư bên ngoài nhiều hơn cho các nhà máy nhiệt điện dưới dạng IPP. Như vậy, hy vọng đầu tư cho các IPP sẽ chiếm hơn một nửa tổng đầu tư cho nguồn điện mới trong giai đoạn 2005-2010.

2. Dự án Năng lượng Nông thôn sử dụng của IDA cung cấp một chương trình lớn hỗ trợ phát triển của các đơn vị phân phối địa phương ở vùng nông thôn.

Bảng 5.**Tăng trưởng nhu cầu điện của các ngành (2004-2020)**

	2004	2010	2015	2020	2004-2010 Growth Rate (% p.a)
Kế hoạch Phát triển Lần thứ 5					
Tổng điện năng thương phẩm (TWh)	39,7	81,2	113,8		12,7
Điện năng sản xuất (MW)	46,2	98,0	129,8		12,4
Công suất yêu cầu (TWh)	11.197	20.636	30.892		10,7
Ước tính của EVN (2004)					
Điện năng sản xuất (TWh)	46,2	98,0		228,0	13,4
Công suất yêu cầu (MWh)	11,197	24,447		42,000	13,9

Nguồn: Tổng Sơ đồ Phát triển điện lực lần thứ 5 (2000-2010); ước tính của EVN.

Vấn đề liên quan đến huy động vốn cho đầu tư của EVN và khuyến khích đầu tư vào IPP được thảo luận chi tiết trong phần sau.

Kết quả hoạt động của ngành điện

Kết quả hoạt động của ngành điện lực Việt Nam dưới sự quản lý chủ yếu của EVN được đánh giá là khá tốt trong những năm gần đây. Ngành điện về cơ bản đã đáp ứng được nhu cầu điện tăng với tốc độ phi mã trong thập kỷ qua, duy trì được dịch vụ cơ bản cho các khách hàng trong hầu hết thời gian. EVN cũng đã duy trì được tình hình tài chính lành mạnh trong khi vẫn giữ chi phí của khách hàng ở mức tương đối thấp so với thế giới. Chương trình điện khí hóa nông thôn ấn tượng và kết quả giảm tổn thất đều đặn trong truyền tải và phân phối là những thành quả đáng lưu ý. Thách thức trong tương lai rõ ràng là đáp ứng nhu cầu điện đang tăng rất nhanh của nền kinh tế và người dân với thời lượng mất điện nhỏ nhất và hy vọng cải thiện chất lượng dịch vụ với mức tăng chi phí hợp lý cho khách hàng.

Tiếp cận dịch vụ điện

Tiếp cận với dịch vụ điện ở vùng nông thôn đã tăng một cách ấn tượng trong giai đoạn

1996-2004 và là một trong những chương trình điện khí hóa nông thôn thành công nhất trên thế giới. Như trình bày trong hình 2, số hộ vùng nông thôn được sử dụng điện đã tăng từ 50,7% năm 1996 lên 88,0% năm 2004. Tỷ lệ số hộ nông dân được sử dụng điện dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong vài năm tới cho dù việc cấp điện cho khoảng 5% số hộ cuối cùng ở vùng nông thôn không phải là một nhiệm vụ dễ dàng. Thành công của chương trình này có được là do cam kết của Chính phủ Việt Nam đối với điện khí hóa nông thôn, việc xác định và thực hiện một cách hệ thống các chương trình quốc gia được ưu tiên, và hỗ trợ của đầu tư chính phủ phù hợp với ngân sách của cộng đồng địa phương.

Chất lượng dịch vụ điện

Các bằng chứng đều chỉ rõ chất lượng của dịch vụ điện đã được nâng cao rất nhiều trong vòng 10 năm qua, dịch vụ cơ bản cung cấp cho các khách hàng ở thành thị và ở khu vực xung quanh đã đáng tin cậy hơn rõ rệt. Tuy nhiên hiện thiếu hẳn một sự giám sát một cách có hệ thống sử dụng phương pháp thống kê về cắt điện và mức sụt điện áp theo vùng phục vụ và theo mức điện áp. Điểm yếu này cần được khắc

Bảng 6.Nhu cầu đầu tư của EVN (2004 - 2010)^{a/}

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Phát điện	711	1229	1544	1961	1869	1818	1917
Truyền tải	275	306	239	161	104	113	121
Phân phối	381	331	402	412	421	397	398
Tổng cộng b/	1367	1866	2185	2534	2394	2328	2436

a/ Dựa trên Tổng sơ đồ phát triển điện 5 và rõ ràng là không đủ đáp ứng nhu cầu. Không kể vốn đầu tư cho IPP.

b/ Số được làm tròn.

Nguồn: EVN và ước tính của World Bank (2005 IAS model)

Bảng 7.

Dự kiến sản lượng điện mua ngoài (TWh) 2004

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Điện năng mua ngoài của EVN	6,3	11,9	14,2	18,4	23,2	25,3	30,3
EVN	39,9	41,5	45,5	48,3	51,3	57,9	62,7
Tổng cộng^{b/}	46,2	53,4	59,7	66,7	74,5	83,2	93,0

Nguồn: ước tính của EVN (2005 IAS model)

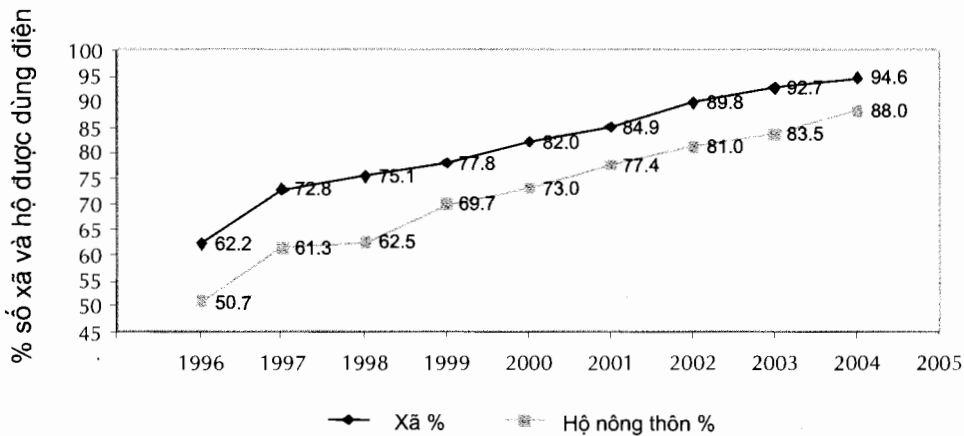
phục nhằm xây dựng các hệ thống điểm chuẩn, chỉ số so sánh kết quả vận hành giữa các vùng và các loại dịch vụ và một chương trình giám sát, tiến trình cải thiện chất lượng dịch vụ. Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam (ERAV) cần giám sát các số liệu này và sử dụng chúng như một công cụ điều tiết cơ bản. Mặc dù đã có những cải thiện tổng thể về chất lượng dịch vụ trong một vài năm gần đây nhưng vẫn cần tiếp tục quá trình hoàn thiện. Trong điều tra gần đây của Ngân hàng Thế giới về môi trường đầu tư ở Việt Nam, 19% các công ty sản xuất được khảo sát, mặc dù đã nối lưới điện, vẫn cho rằng cung cấp điện là một trong những trở ngại lớn đối với việc kinh doanh của họ. Trong nhiều trường hợp đã ghi nhận phàn nàn về giá điện. Tuy nhiên, gần một nửa các công ty đánh giá cung cấp điện là một trở ngại thì lý do chính là chất lượng điện cung cấp từ lưới không đảm bảo. Các công ty được

khảo sát cho biết trung bình hàng năm có khoảng 12 lần mất điện hoặc điện tăng đột ngột. Đối với các doanh nghiệp vừa và nhỏ thì việc cắt điện làm giảm từ 2-3% doanh thu của họ. Điều này cho thấy sự cần thiết phải có những nỗ lực lớn và mang tính hệ thống cho giám sát chất lượng dịch vụ và nâng cao chất lượng điện năng cung cấp.

Hiệu suất của hệ thống

Như đã trình bày trong bảng 2, tổn thất truyền tải và phân phối của EVN đã giảm đều đặn trong thập kỷ qua, xuống còn 12,2% vào năm 2004. Đây là một tỉ lệ có thể chấp nhận được khi Việt Nam còn đang trong giai đoạn phát triển, đặc biệt là khi các khách hàng sử dụng điện sinh hoạt ở cấp hạ thế chiếm tỷ trọng lớn, tuy nhiên vẫn còn nhiều lĩnh vực có thể được cải thiện. Trong tương lai, ERAV phải giám sát cẩn thận

Hình 2: Số hộ nông thôn được dùng điện tại Việt Nam, 1996-2004



các thông số hiệu suất của hệ thống thông qua các hệ thống chuẩn đánh giá đa dạng.³

Công tác quản lý Tài khoản thu từ khách hàng là rất hiệu quả đối với một nước đang phát triển như Việt Nam với giá trị tài khoản cần thu trong năm 2003 chỉ tương đương với doanh số bán trong 17 ngày. Các tổn thất phi kỹ thuật, bao gồm cả ăn cắp điện, đều thấp hơn nhiều nước khác.

Hiệu suất sử dụng nhiên liệu trong các nhà máy nhiệt điện có sự khác biệt lớn theo loại nhiên liệu sử dụng. Các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng chu trình hỗn hợp, có quy mô lớn và mới, ứng dụng công nghệ ở mức tương đương với tiêu chuẩn quốc tế có hiệu suất sử dụng nhiên liệu cao. Các nhà máy nhiệt điện than, ngoại trừ nhà máy nhiệt điện Phả Lại 2, đều có hiệu suất khá thấp do có công nghệ và thiết bị tương đối cũ và các tổ máy có quy mô nhỏ. Mức độ tiêu thụ nhiên liệu trung bình năm 2004 là 458 gam than tiêu chuẩn để sản xuất một kWh điện (có hai nhà máy có mức tiêu thụ nhiên liệu 500-700 gam than tiêu chuẩn/kWh). Các nhà máy chạy dầu cũ cũng có hiệu suất thấp. EVN đã có kế hoạch nâng cấp hoặc loại bỏ những tổ

máy cũ, không hiệu quả khi hệ thống có đủ công suất dự trữ.

Mức giá bán lẻ

Giá bán điện trung bình năm 2004 không gồm thuế VAT là 800 đồng/kWh (5,1 US cent/kWh) và 880 đồng/kWh (5,6 US cent/kWh) bao gồm cả thuế VAT. Mức giá này thấp hơn mức giá trung bình ở nhiều nước. EVN đã duy trì được tình hình tài chính lành mạnh với mức giá bán trên trong vài năm gần đây, đến năm 2004, tuy nhiên mức giá này sẽ không thỏa đáng trong tương lai.

Hệ thống giá điện của Việt Nam khá phức tạp, mức giá thay đổi theo mức điện áp, mục đích sử dụng và theo thời gian sử dụng đối với các khách hàng lớn (xem phụ lục 1). Mức giá áp dụng cho sinh hoạt ở vùng thành thị tăng nhanh theo mức độ tiêu thụ. Mức giá áp dụng cho vùng nông thôn được bù giá chéo từ các khách hàng khác. Mức giá trung bình cho sinh hoạt của cả vùng nông thôn và thành thị đều được bù giá chéo từ giá điện cao hơn áp dụng cho công nghiệp, thương mại và cơ sở của nước ngoài.

3. Cần phải cẩn thận để duy trì thống nhất phạm vi của hệ thống được giám sát, bao gồm cả cách xử lý theo thống kê đối với các hệ thống hạ thế ở nông thôn.

Một trong những vấn đề thường được thảo luận ở Việt Nam là do giá điện cho sản xuất công nghiệp cao hơn so với các nước khác sẽ làm giảm tính cạnh tranh của ngành công nghiệp. Tuy nhiên, trên thực tế giá bán điện trung bình cho ngành công nghiệp, chưa tính thuế VAT là từ 5,4-6,2 US cent/kWh chưa phải

là cao so với mức chung của thế giới. Ví dụ ở Trung Quốc giá bán điện cho ngành công nghiệp ở những tỉnh duyên hải là từ 7-10 US cent/kWh, với giá bán than nội địa của Trung Quốc vừa mới tăng, giá bán điện cho một số vùng định hướng xuất khẩu có thể lên tới trên 12 US cent/kWh.

Những vấn đề chính của ngành điện và các kiến nghị tối ưu cho ngành điện

Vượt qua thiếu hụt điện

Đáp ứng nhu cầu điện đang tăng nhanh là thách thức quan trọng nhất của ngành điện. Những ngành quan trọng thúc đẩy tăng trưởng kinh tế của Việt Nam, đặc biệt là công nghiệp sản xuất, thương mại và dịch vụ, phụ thuộc rất lớn vào việc cung cấp điện. Chất lượng điện đóng vai trò quan trọng, đảm bảo ngành công nghiệp nhẹ duy trì được sức cạnh tranh với các nước lân cận. Điện đã trở thành mong ước, yếu tố cơ bản của đời sống của rất nhiều người và là một phần tất yếu để nâng cao chất lượng cuộc sống. Thiệt hại của nền kinh tế do thiếu điện cung cấp từ lưới được ước tính ở mức 0,5 USD/kWh ở những nơi có các nguồn điện dự phòng qui mô nhỏ được huy động và sẽ cao hơn mức đó nhiều nếu phải dừng sản xuất do thiếu điện

Thiếu hụt điện xảy ra từ tháng 5 đến tháng 7 năm 2005 rõ ràng thu hút được sự quan tâm của cả nước tới việc tập trung ưu tiên đáp ứng nhu cầu phụ tải của toàn bộ hệ thống điện Việt Nam. Công suất thiếu hụt ước tính ở mức 800-1300 MW vào lúc cao điểm. Nguyên nhân của sự thiếu hụt là do đồng thời xảy ra tình trạng hạn hán làm giảm năng lực sản xuất của thủy điện và do công suất dự trữ cho hệ thống quá mỏng vì không có khả năng phát triển nguồn điện mới trong thời gian ngắn để đáp ứng nhu cầu điện tăng nhanh hơn dự báo. Trong mùa khô, nhiệm vụ quan trọng nhất của thủy điện Hòa Bình có công suất 1920 MW là đảm bảo đủ nước cho sinh hoạt

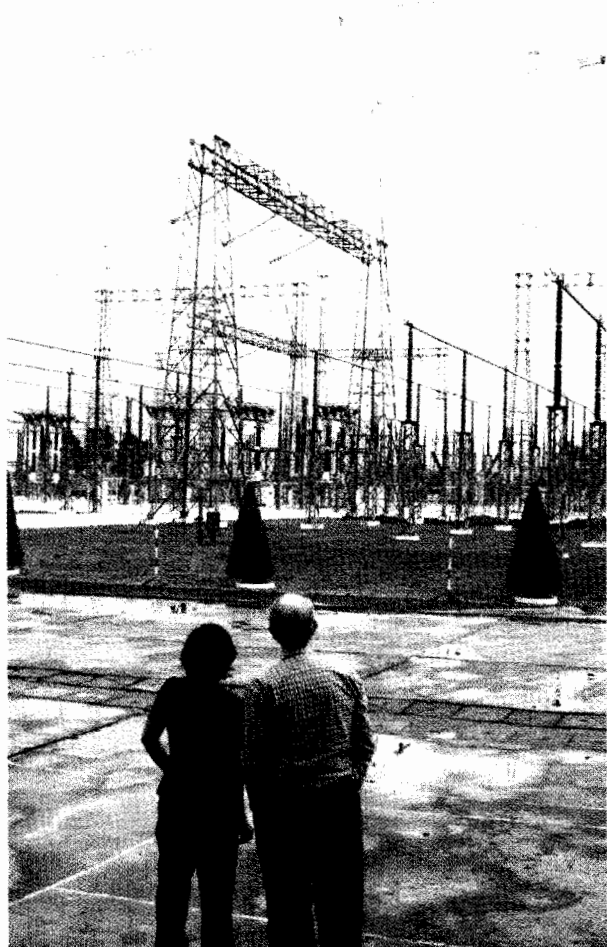
và nông nghiệp. Năm 2005, do mực nước hồ Hòa Bình thấp đột biến do điều kiện khô hạn nên đã không thể tiếp tục cung cấp điện cho hệ thống. Do không có lựa chọn khác để bù lượng thiếu hụt, khu vực phía bắc Việt Nam kể cả Hà Nội đã bị cắt điện luân phiên trong nhiều tuần.

Thiếu điện dường như chắc chắn sẽ tiếp tục xảy ra trong năm 2006 và 2007, đặc biệt là vào mùa khô. Những biện pháp có thể nhanh chóng giảm mức độ thiếu hụt gồm lắp đặt các trạm tuốc bin khí mới (có thể thực hiện tương đối nhanh) và thực hiện quyết liệt các biện pháp quản lý nhu cầu (DSM). Nhập khẩu điện từ Trung Quốc chắc chắn sẽ tăng nhanh trong vài năm tới. Kế hoạch hiện tại dự kiến sẽ lắp đặt mới 4 tuốc bin khí, công suất mỗi tổ 37 MW tại miền Bắc và tác tuốc bin khí lớn hơn ở miền Nam. Các tuốc bin này có thể sử dụng khí hoặc dầu. Ở miền Bắc, các nguồn tuốc bin khí mới sẽ vẫn là nguồn điện đất khi các nguồn thủy điện, nhiệt điện than hay khí có công suất lớn được đưa vào vận hành và dường như chắc chắn những tuốc bin khí này sẽ chỉ sử dụng cho phủ đỉnh khẩn cấp. Ở miền Nam, vấn đề quan trọng là phát triển các tuốc bin khí này phù hợp với tổ hợp các nhà máy khí chu trình hỗn hợp trong tương lai nhằm đạt được hiệu quả tối ưu trong dài hạn. Về quản lý nhu cầu DSM, các biện pháp này có thể giảm công suất đỉnh của hệ thống khoảng 600-800 MW trong vài năm tới thông qua các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và quản lý nhu cầu, tuy nhiên để đạt được mục tiêu này cần phải có các nỗ lực giải quyết vấn đề

về thể chế và năng lực triển khai chương trình. Tuy nhiên, bên cạnh những biện pháp này thì giải pháp chính vẫn là phát triển các nguồn điện mới thông qua phát triển hiệu quả các nhà máy điện mới, xây dựng các đường dây truyền tải để nhập khẩu điện và tiếp tục đầu tư vào lưới điện để truyền tải điện đến các khách hàng.

Chương trình phát triển ngành điện

Việt Nam đã phát triển kế hoạch phát triển ngành điện trong nửa cuối năm 2005. Dự



Việt Nam đang đứng trước thách thức to lớn phát triển hệ thống điện đáp ứng cho nhu cầu

thảo của Tổng sơ đồ phát triển ngành điện Việt Nam lần thứ 6 giai đoạn 2006-2015, có xét đến 2025 hiện đang được Chính phủ thẩm định. Tổng sơ đồ 6 được phát triển đồng bộ cùng với các kế hoạch phát triển tương tự cho ngành than và dầu khí. Đây là lần đầu tiên các kế hoạch này cùng được Bộ Công nghiệp giám sát. Dựa trên dự báo nhu cầu cho các năm qua, Tổng sơ đồ đã dự báo mức độ tăng trưởng của nhu cầu điện trong giai đoạn 2006-2010 là 16%/năm, giai đoạn 2011-2015 là 11%/năm và giai đoạn 2016-2020 là 9,1%/năm. Đây thực sự là một thách thức to lớn đối với Việt Nam. Tổng công suất của hệ thống phải tăng gấp đôi trong vòng 5 năm 2006-2010 và tăng tiếp 2,5 lần trong giai đoạn tiếp theo từ 2011-2020. Yêu cầu phát triển trên sẽ thách thức tối đa khả năng lập kế hoạch, huy động tài chính, tổ chức và thực hiện của ngành điện Việt Nam với mức độ chưa từng có từ trước đến nay.

Về khả năng lập kế hoạch, ngành điện Việt Nam có cơ cấu tổ chức nghiên cứu, khả năng phân tích và các công cụ phân tích về cơ bản đáp ứng được yêu cầu. Trong quá trình đánh giá các công việc chính được thực hiện trong quá trình lập kế hoạch, một số kiến nghị cần được cân nhắc gồm (i) hoàn thiện phân tích kinh tế và các phân tích độ nhạy trong lập kế hoạch, đặc biệt trong vấn đề cân bằng giữa phát triển nhiệt điện khí và nhiệt điện than; (ii) phân tích rõ nhu cầu đầu tư cho các biện pháp quản lý nhu cầu (DSM) và hiệu ích của các biện pháp này.⁴ Ngoài ra, có thể sử dụng các công cụ mô phỏng hiện đại thích hợp hơn cho các dự án thủy điện để đạt được kết quả khả quan hơn.

Về hệ thống lưới điện, hệ thống truyền tải xương sống vững chắc, đã được lập kế

4. Chi tiết của các kiến nghị này xin xem báo cáo "Đề xuất trong phân tích kinh tế và phân tích độ nhạy trong chuẩn bị tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam lần thứ VI" do nhóm nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới chuẩn bị gửi Bộ Công nghiệp, Tổng Công ty Điện lực Việt Nam và Viện Năng lượng (tháng 11/2005).

hoạch trong tổng sơ đồ 5, sẽ được hoàn thành trong vài năm tới, bao gồm cả đường dây 500 kV mạch hai và hai đường 500 KV khép kín cho hai thành phố Hà Nội và Hồ Chí Minh. Tuy nhiên, với nhu cầu phát triển hệ thống dự kiến, cần thiết phải có các kế hoạch mở rộng lưới truyền tải trong dài hạn. Đối với lưới phân phối cần tiếp tục đầu tư cho mở rộng và nâng cấp hệ thống nhằm đáp ứng nhu cầu phụ tải đang tăng và giảm thiểu tổn thất bằng cách thay thế các trạm biến áp, đường dây cũ, không hiệu quả hoặc quá tải. Tổn thất trên các hệ thống phân phối cũ và qua tải ở các vùng nông thôn thông thường vượt quá 20%.

Khoảng hơn 2/3 vốn đầu tư cho mở rộng hệ thống điện là dành cho phát triển nguồn điện. Tổng sơ đồ 5 đã dự kiến phát triển tổ hợp nguồn điện với khoảng 40% thủy điện, 40% nhiệt điện khí và 20% nhiệt điện than. Tổng sơ đồ 6 dự kiến tốc độ phát triển nguồn nhanh hơn nhưng vẫn tập trung ưu tiên phát triển nguồn thủy điện. Tuy nhiên, tỉ trọng của nguồn nhiệt điện than có thể lớn hơn để lấp đầy phần gia tăng nhanh chóng của phụ tải mặc dù điều này còn phụ thuộc vào việc phát hiện và khai thác nguồn khí ngoài khơi. Mặc dù tính khả thi về kinh tế của các dự án thủy điện phụ thuộc vào đặc trưng của từng tuyến, các dự án thủy điện đang được nghiên cứu ở Việt Nam đều có chi phí thấp hơn chi phí trung bình của các dự án nhiệt điện mới khi làm việc trong phần lớn các vị trí trong biểu đồ phụ tải. Do vậy, chính sách tổng thể của Việt Nam là nhanh chóng phát triển các nguồn thủy điện hiện có. Tuy nhiên, việc đánh giá cân bằng tối ưu giữa nguồn nhiệt điện than và khí là vấn đề chủ chốt trong khi lập kế hoạch dài hạn, điều này phần lớn phụ thuộc vào phân tích giá

tương đối giữa than và khí và khả năng cung cấp trong tương lai. Trong một vài năm tới, quyết định triển khai một dự án là rõ ràng: tất cả các nhà máy điện sử dụng than nội địa và khí hiện có sẽ được triển khai càng nhanh càng tốt để đáp ứng nhu cầu điện đang tăng nhanh. Tuy vậy, trong dài hạn, vấn đề cân bằng tối ưu trong phát triển nguồn cần phải được xem xét cẩn thận, gắn chặt với chính sách xuất khẩu than và khai thác khí của Việt Nam. Các nhân tố chính cho vấn đề cân bằng trên bao gồm:

- Các nguồn than nội địa và khí ngoài khơi đều là các nguồn cung có giới hạn. Sản lượng than nội địa cung cấp cho ngành điện giới hạn bởi trữ lượng than nội địa, công nghệ khai thác hiện tại và quy mô xuất khẩu. Mở rộng khả năng cung của khí không chỉ đòi hỏi phát triển mỏ và đường ống dẫn khí mà còn phụ thuộc vào việc phát hiện và khẳng định trữ lượng nếu nguồn cung cho cấp điện yêu cầu vượt quá 14 tỉ m³/năm.
- Các nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu dự đoán sẽ là nguồn điện rẻ nhất sau khi các giải pháp chính sử dụng than và khí nội địa đã được khai thác. Tuy nhiên, nguồn điện này dự kiến sẽ đắt hơn nhiều so với các nguồn trên⁵, trong cả phương diện kinh tế và tài chính⁵, ít nhất là cho tới khi tình hình lợi nhuận của hầu hết các mỏ than nội địa suy giảm liên tục.
- Với giá than nội địa hiện tại được xác định dựa trên chi phí sản xuất, nguồn nhiệt điện than rẻ hơn nhiều so với nguồn điện khí chu trình hỗn hợp khi làm việc với hệ số phụ tải lớn hơn 50-60%. Tuy nhiên, trên quan điểm kinh tế tức là khi xem xét từ góc độ toàn bộ nền kinh tế, giá trị của than nội địa cho phát điện cao hơn giá bán cho EVN

5. Có thể có trường hợp ngoại lệ nếu than được khai thác ở miền Nam, trong trường hợp đó than nhập khẩu và than nội địa (vận chuyển từ miền Bắc), trên quan điểm kinh tế, sẽ có giá tương đương.

hiện nay do than có thể được xuất khẩu với giá cao hơn và do đó mang lại hiệu ích lớn hơn cho Việt Nam⁶. Do đó, trên quan điểm kinh tế thì các nhà máy chu trình hỗn hợp sử dụng khí ngoài khơi với giá khí được ký gán đây tương đối cạnh tranh với các nguồn điện sử dụng than nội địa. Phương án có chi phí thấp nhất phụ thuộc rất lớn vào chi phí nhiên liệu dự kiến (trên quan điểm kinh tế) cho từng dự án cụ thể. Do đó, kiến nghị tiến hành phân tích kinh tế và phân tích độ nhạy một cách kỹ lưỡng trong quá trình lập kế hoạch.

Tiến độ triển khai tối ưu các dự án điện sẽ được đưa ra trong tổng sơ đồ 6, tuy nhiên hai kết luận chính về cân bằng giữa nguồn điện khí và than có thể rút ra từ các nhân tố trên: (a) xúc tiến mạnh mẽ việc thăm dò và khẳng định trữ lượng của các nguồn khí và phát triển các mỏ khí là mục tiêu được ưu tiên hàng đầu trong chính sách phát triển điện lực của Việt Nam nhằm đảm bảo phát triển nguồn điện với chi phí thấp nhất, và (b) quá trình phê duyệt các dự án điện lớn trong tương lai phải bao gồm việc thẩm định làm nổi bật khả năng của nguồn cung nhiên liệu và so sánh mới nhất về chi phí tương đối giữa than và khí (bao gồm cả chi phí cơ hội cho xuất khẩu), do tổ hợp tối ưu của hai nguồn điện này rất nhạy cảm đối với hai thông số trên.

Nhóm nghiên cứu của Ngân hàng cũng kiến nghị rằng phân tích độ nhạy cần được thực hiện với các giả thiết tăng trưởng phụ tải khác nhau, đặc biệt là đối với dự báo tăng trưởng thấp. Đánh giá nhu cầu điện năng trong bối cảnh nhu cầu tăng nhanh là hết sức khó khăn. Các kịch bản tăng trưởng nên tương đối khác biệt (khác nhau 3-4%/năm), mục đích có các kịch bản khác nhau không chỉ là dự đoán các kịch bản có thể xảy ra mà còn chỉ

ra được tiến độ đầu tư sẽ thay đổi như thế nào trong các kịch bản tăng trưởng nhanh hơn hoặc chậm hơn.

Cơ cấu cơ bản và những vấn đề chính của từng loại nguồn điện được sơ lược dưới đây:

Nguồn nhiệt điện than

Các nhà máy điện sử dụng than trong nước sẽ tiếp tục là nguồn chính đáp ứng nhu cầu công suất phủ đầy cho miền Bắc Việt Nam. Than hiện do Tập đoàn Than-Khoáng sản Việt Nam cung cấp, Công ty này quản lý toàn bộ tài sản của nhà nước trong ngành than. Tổng lượng than cung cấp cho phát điện trong năm 2004 là 4,3 triệu tấn, tương đương với 22% tổng lượng than thương phẩm (xấp xỉ 20 triệu tấn) của Vinacomin, lượng than xuất khẩu là 7,5 triệu tấn và 8,2 triệu tấn sử dụng trong nước. Sản lượng than khai thác có thể tăng đáng kể từ các mỏ than hiện tại, một trong những khu mỏ than chính sẽ là ở Mông Dương. Sản lượng than khai thác có thể đạt tới 35-40 triệu tấn vào năm 2010. Khả năng tăng sản lượng khai thác sau năm 2010 là không lớn trừ khi có các giải pháp khả thi để khai thác than tại vùng đồng bằng Sông Hồng. Chi phí sản xuất than dự kiến sẽ tăng trong tương lai.

Than đá có chất lượng tốt nhất được sản xuất là loại có nhiệt lượng 7200-8500 Kcal/kg hiện đang được xuất khẩu cho mục đích luyện kim có giá cao trên thị trường. Than cung cấp cho ngành điện cho chất lượng thấp hơn nhiều với nhiệt lượng thường từ 3500-5500 Kcal/kg. Tương tự như "than trắng" ở miền trung và tây nam Trung Quốc, loại than này rất khó cháy tuy nhiên có thể chấp nhận được cho phát điện nếu điều chỉnh lò đốt và có nhiên liệu mới.

Với trữ lượng than có hạn, chiến lược của Chính phủ Việt Nam là theo dõi chặt chẽ lượng

6. Qua giai đoạn ngắn hạn, Chính phủ có thể xem xét triển khai điều tiết ngành than trước khi tiến hành cải tổ ngành này để đưa giá than đến mức giá xuất khẩu.

than xuất khẩu, ưu tiên tăng cung cho sử dụng nội địa – về cơ bản để trì hoãn việc nhập khẩu than. Loại than chất lượng cao hiện rất có giá trên thị trường thế giới. Tuy nhiên, than có chất lượng thấp và trung bình phải chịu mức giá thấp hơn nhiều so với giá trị. Giữa năm 2005, than Việt Nam có nhiệt lượng khoảng 5500 kcal/kg xuất khẩu sang Nhật và Trung Quốc với giá FOB khoảng 29-33 USD/tấn trong khi giá FOB của than từ Australia, loại 6500 kcal/kg, là 50-53 USD/tấn.

Các vấn đề của nhiệt điện than gồm giá than, các vị trí của nhà máy và vấn đề về môi trường.

Giá than nội địa trong tương lai không thể dự đoán một cách chắc chắn và việc làm rõ thêm xu hướng của giá than rất quan trọng đối với ngành điện do vai trò tối ưu của các nhà máy nhiệt điện than bị ảnh hưởng lớn bởi giá nhiên liệu. Năm 2004, Vinacomin bán than cho EVN ở mức giá Chính phủ quy định là 22USD/tấn, thấp hơn nhiều so với giá than quốc tế có chất lượng tương đương. Mặc dù Vinacomin cho biết là giá than trên thấp hơn chi phí sản xuất trung bình, nhưng theo đánh giá của nhóm nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới thì giá than nói trên có vẻ rất cao nếu giá được tính dựa trên chi phí, do Việt Nam có các mỏ than lộ thiên cũng như qua so sánh với giá và chi phí của than tương đương ở Trung Quốc. Tuy nhiên, chi phí sản xuất hợp lý rất khó xác định do (a) có sự chênh lệch rất lớn về chi phí đơn vị giữa các mỏ than, như vậy các công ty có hiệu quả sẽ phải bù giá chéo ở mức độ rất cao cho các công ty có chi phí cao và hoạt động không hiệu quả, and (b) Có rất ít các cơ chế khuyến khích nhằm tăng hiệu quả hoạt động do các mỏ than riêng rẽ không có một hệ thống kế toán độc lập và minh bạch trong khi Vinacomin chịu trách nhiệm bán toàn bộ than ở mức giá tiêu chuẩn và chuyển vốn cho các mỏ trang trải chi phí. Để nâng cao hiệu quả và đảm bảo rằng giá bán tương ứng với chi phí sản xuất cần thiết phải cải tổ mạnh ngành than, trao quyền tự chủ lớn hơn và có các cơ chế khuyến

khích hoạt động theo thị trường thích đáng ở quy mô các mỏ. Do sẽ có kẻ thắng người thua nên việc cải tổ sẽ không dễ thực hiện tuy nhiên cần phải thực hiện trong trung hạn nếu ngành than muốn đạt được năng lực tiềm tàng của ngành. Kể cả không có việc cải tổ trên, Chính phủ có thể thực hiện rà soát chính xác chi phí sản xuất thực tế nhằm, ít nhất, cũng làm rõ được vấn đề giá than.

Vinacomin và một số bên khác đưa ra đề xuất tăng dần giá than cung cấp trong nước lên mức ngang bằng giá nhập khẩu CIF của than có cùng chất lượng. Trong trung hạn, Việt Nam nên quan tâm đến việc để giá than tiến dần tới mức giá nhập khẩu, mức giá phản ánh đúng giá trị kinh tế của than. Tuy nhiên, điều này tốt nhất nên đạt được thông qua phát triển một thị trường than nội địa thực sự cạnh tranh giữa một số lượng đủ lớn của các nhà cung cấp. Khi chính sách giá than vẫn là do Chính phủ xác lập thì không nên định giá than ở mức bằng giá nhập khẩu cho đến khi (a) Có một đánh giá độc lập có chất lượng về chi phí sản xuất và các biện pháp khuyến khích hiệu quả được hoàn thành, (b) Một phương thức rõ ràng và minh bạch để ước tính lợi ích kinh tế mà Vinacomin thu được, được xây dựng và chấp thuận, và (c) Đạt được thỏa thuận rõ ràng với Chính phủ về số lợi ích sẽ được thu và sử dụng như thế nào.

Về vấn đề vị trí các nhà máy nhiệt điện than, phần lớn các nhà máy vẫn đang được tiếp tục xây dựng ở miền Bắc. Tuy nhiên, ngành điện đang lập kế hoạch phát triển các nhà máy nhiệt điện than ở miền Trung để đáp ứng nhu cầu công suất đầy của khu vực này, sử dụng hỗn hợp cả than nội địa và than nhập khẩu. Do vậy, Tổng sơ đồ 6 cần cân nhắc các nhà máy này và khả năng phát triển các nhà máy than khác ngoài khu vực miền Bắc trong khuôn khổ phát triển đồng bộ kế hoạch phát triển nguồn và kế hoạch phát triển lưới truyền tải.

Các nhà máy nhiệt điện than có ảnh hưởng tiêu cực ở qui mô toàn cầu về phát thải khí nhà

kính. Về gây ô nhiễm cục bộ, tiêu chuẩn của Việt Nam về phát thải khí gây ô nhiễm rất chặt chẽ, như vậy các nhà máy sẽ phải trang bị các thiết bị khống chế ô nhiễm tối tân để đáp ứng yêu cầu trên. Mặc dù vậy, tác động tổng thể tới chất lượng không khí xung quanh của các nhà máy nhiệt điện than lớn, xây dựng mới cần phải được xem xét trong một số trường hợp, như ở khu du lịch của tỉnh Quảng Ninh bởi vì lượng số lượng mỏ than và vị trí nhà máy tập trung ở mức độ đủ lớn để gây ảnh hưởng đến chất lượng không khí cho dù vẫn đáp ứng được các tiêu chuẩn phát thải.

Nguồn nhiệt điện sử dụng khí

Phát triển các nhà máy điện lớn sử dụng khí ngoài khơi Việt Nam đòi hỏi sự liên kết của một số cơ quan chức năng và trên cả hai phương diện huy động một lượng vốn lớn ban đầu và các cam kết trong dài hạn. Công ty khí Việt Nam (PVGC), một thành viên của Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam chịu trách nhiệm về điều hành khí đốt tự nhiên, đây là một công ty trung ương, nắm giữ cổ phần của Chính phủ trong các cơ sở sản xuất, độc quyền nắm giữ quyền bán lẻ khí, mua khí từ ngoài khơi và bán cho người tiêu dùng cuối cùng, và chịu trách nhiệm phát triển hệ thống vận chuyển khí, trong vài trường hợp phối hợp với các công ty nước ngoài. Về thăm dò và khai thác khí, PVGC liên doanh hoặc ký hợp đồng phân chia sản phẩm với công ty dầu khí quốc tế gồm liên doanh với British Petroleum (BP) và KNOG khai thác mỏ Nam Côn Sơn, và liên doanh với Chevron khai thác mỏ Malay. Về phía sản xuất điện, việc các nhà đầu tư ngoài EVN phát triển các tổ hợp IPP có công suất lớn là rất cần thiết do EVN bị hạn chế về nguồn vốn. Các nhà đầu tư IPP có thể gồm cả các bên phát triển khai thác khí, tuy nhiên sự tham gia của các nhà đầu tư khác cũng rất cần thiết. EVN sẽ đại diện cho bên mua sản phẩm điện của nhà máy. Cuối cùng, Chính phủ

Việt Nam (bên cạnh vị trí nắm quyền sở hữu PV và EVN) cần đóng vai trò quan trọng trong cả phê duyệt những thỏa thuận phát triển và cung cấp bảo đảm một phần rủi ro cho thỏa thuận bán điện cho các nhà đầu tư bên ngoài.

Khí ngoài khơi của Việt Nam được sử dụng cho các tổ hợp sử dụng khí lớn trên bờ, trong đó bên cạnh cung cấp cho một vài nhà máy sản xuất phân bón thì phần lớn tập trung cho phát điện. Các cơ sở sử dụng khí nhỏ khác dự kiến trong trung hạn dự kiến sẽ không trở thành những trung tâm đủ lớn để phát triển mạng lưới cung cấp khí đáp ứng cho các nhu cầu đó. Trừ một trường hợp ngoại lệ dự kiến kết nối một tổ hợp mới tại Nhơn Trạch với tổ hợp Phú Mỹ, các tổ hợp sử dụng khí không kết nối với nhau và do đó về căn bản phụ thuộc vào các nguồn khí khác nhau. Do đó, sự phát triển của từng tổ hợp sử dụng khí cần phải có thương thảo cho từng thỏa thuận riêng rẽ từ khai thác khí ngoài khơi, vận chuyển và phát triển các cơ sở phát điện.

Triển vọng cung cấp khí trình bày ở bảng 8. Nguồn khí cung cấp dự kiến tăng từ khoảng 6,6 tỉ m³ năm 2005 lên 10-12 tỉ m³ năm 2010 và ít nhất là 14 tỉ m³ năm 2015. Các mỏ khí chính bao gồm:

- **Mỏ Cửu Long.** Nằm phía đông nam ngoài khơi, Việt Nam đã khai thác dầu tại mỏ này từ năm 1995. Khí đồng hành từ các mỏ dầu chính của Việt Nam được dẫn vào bờ qua hệ thống đường ống Bạch Hổ. Hiện tại, lượng khí đồng hành đang giảm dần tuy nhiên một lượng khí mới, hiện đang được đánh giá, có thể được khai thác từ đây. Thêm vào đó, đã có một phát hiện đầy hứa hẹn lượng khí không đồng hành tại khu Sư tử trắng trong mỏ Cửu Long khá gần bờ. Phát hiện này hiện nay đang được thẩm định. Nếu nguồn khí đủ (trong khoảng 40 tỷ mét khối trở lên), lượng khí có thể chuyển vào bờ tỉnh Bình Thuận thông qua một đường ống mới.
- **Mỏ Nam Côn Sơn.** Cũng nằm ngoài khơi phía đông nam, tuy nhiên xa hơn mỏ Cửu

Long. Khí từ mỏ này hiện đang cung cấp cho tổ hợp Phú Mỹ. Sản lượng khí khai thác theo hợp đồng với BP và KNOC dự kiến sẽ tăng liên tục tới mức 7 tỉ m³/năm là công suất thiết kế của đường ống dẫn khí. Mặc dù, công suất của hệ thống dẫn khí có thể tăng thông qua tăng áp lực của đường ống tuy nhiên để cung cấp trên 7-8 tỉ m³/năm cần phải phát triển đường ống mới.

- **Mỏ Tây Nam.** Mỏ này gồm hai khu phát triển chính: Khu PM3 do liên doanh giữa Việt Nam và Malaysia và các lô liên doanh với Chevron (trước đây là Unocal). Ở khu PM3, Việt Nam sở hữu 50% sản lượng khí đồng hành ở mức 2,8 tỉ m³/năm. Sản lượng khí này hiện đang bán cho Malaysia. PV hiện đang xây dựng một đường ống dài 300 km để đưa 1,4 tỉ m³/năm thuộc quyền sở hữu của mình về Cà Mau, dự kiến hoàn thành vào tháng 12/2006. Để sử dụng khí từ các lô của Chevron cần phải xây dựng một đường ống khác dài 400 km. Tiềm năng của trữ lượng khí các mỏ này được ước tính vào khoảng 4 tỉ m³/năm, đủ để đáp ứng cho toàn bộ tổ hợp phát điện Ô Môn.

Các tổ hợp sử dụng khí đang được phát triển hoặc sẽ phát triển trong tương lai gần gồm:

Phú Mỹ và các vùng lân cận. Gồm nhà máy điện Bà Rịa và Trà Nóc với tổng công suất 484 MW do EVN làm chủ sở hữu. Hai nhà máy có nhu cầu khí hàng năm 0,78 tỉ m³ được cấp từ khí đồng hành của mỏ Cửu Long. Khu vực này cũng bao gồm tổ hợp Phú Mỹ mới có tổng công suất 3893 MW sẽ hoàn thành năm 2005 với yêu cầu khí hàng năm là 4,3 tỉ m³ cung cấp từ mỏ Nam Côn Sơn. Tổ hợp Phú Mỹ gồm Phú Mỹ 1 (1107 MW do EVN đầu tư), Phú Mỹ 2.1 (896 MW do EVN đầu tư), Phú Mỹ 2.2 (720

MW do EDF sở hữu), Phú Mỹ 3 (720 do BP đầu tư) và Phú Mỹ 4 (450 MW do EVN đầu tư). Một nhà máy sản xuất phân urê cũng nằm trong khu vực này sử dụng khí từ mỏ Cửu Long. Các nhà tài trợ tài chính quốc tế đóng vai trò quan trọng trong phát triển các nhà máy của EVN. EVN cũng đang dự kiến triển khai tổ hợp nhiệt điện cũng sử dụng khí với công suất 447 MW ở Hiệp Phước và Vệ Dền.

Cà Mau. là nhà máy điện độc lập, chu trình hỗn hợp có công suất 720 MW do PV phát triển sẽ vận hành vào năm 2006-2007 cùng với nhà máy sản xuất phân bón, đây là một phần của khu công nghiệp mới. Một nhà máy điện nữa cũng đang được thảo luận. Khí được cung cấp từ mỏ Malay Basin.

Ô Môn. Tổ hợp Ô Môn dự kiến sử dụng khí từ mỏ Tây Nam theo hợp đồng ký kết với Chevron. Dự kiến sẽ có 4 nhà máy với tổng công suất 2700 MW với nhu cầu khí hàng năm 3,3 tỉ m³. Ô Môn 1 là tổ máy 600 MW do EVN đầu tư sử dụng nguồn vốn JBIC, có thể sử dụng dầu cho tới khi được cung cấp khí. Unocal (hiện nay là Chevron) cũng đã đề xuất mong muốn hợp tác cùng EVN phát triển thêm các nhà máy nữa. Nguồn vốn vẫn đang

Bảng 8.
Triển vọng cung cấp khí của Việt Nam
(tỉ m³/năm)

	2010	2015
Cửu Long		
Đường ống Bạch Hổ	1-2	2
Đường ống mới		0-3
Nam Côn Sơn		
Đường ống hiện có	7-8	7-8
Tây Nam		
Đường ống của PV tới PM3	1.4	1.4
Đường ống tới khu mỏ của Chevron	0-3	2-4
Tổng cộng	10-12	12-18
Khí từ các mỏ khác và các phát hiện mới		5-10

Nguồn: Ước tính của nhóm nghiên cứu của WB dựa trên các nguồn khác nhau

trong quá trình huy động. Theo kế hoạch ban đầu, nhà máy này sẽ vận hành từ năm 2007. Tuy nhiên do thiếu những cam kết vững chắc cho phát triển đầy đủ dự án, để bù lại chi phí ban đầu cho khu vực khai thác và phát triển đường ống dẫn, Unocal đã không thể đưa ra giá và điều khoản hợp đồng hấp dẫn cho khai thác khí. Vào giữa năm 2005, quá trình triển khai để khai thác khí vẫn bị ngưng trệ và trông chờ vào một giải pháp có thể thoả mãn tất cả các bên quan trọng.

Nhơn Trạch. nằm cách khu tổ hợp Phú Mỹ khoảng 60 km. Dự kiến khu này sẽ bao gồm 4 nhà máy, bắt đầu vận hành trong giai đoạn 2010-2015 với tổng công suất 2640 MW và yêu cầu khoảng 3,3 tỉ m³/năm. Khí cung cấp cho nhà máy dự kiến từ mỏ Nam Côn Sơn thông qua một đường ống nối từ tổ hợp Phú Mỹ. Tuy nhiên, nguồn cung khí vẫn chưa được xác định chắc chắn và để phát triển toàn bộ tổ hợp cần phải xây dựng một đường ống ngoài biển mới có công suất trên 7 tỉ m³/năm như hiện nay.

Trường hợp của Ô Môn và Nhơn Trạch cho thấy rõ thách thức trong việc trung hòa các lợi ích và chia đều rủi ro nhằm hiện thực hoá các dự án hấp dẫn cả về khía cạnh kinh tế và kỹ thuật. Các giải pháp yêu cầu tăng cường làm rõ hơn những đặc trưng của các vấn đề dưới đây cũng như thảo luận theo hướng nhằm đạt được kết quả giữa các bên:

- Quy mô tối ưu của các tổ hợp nhiệt điện khí so với các nguồn điện khác ở Việt Nam hết sức nhạy cảm với giá khí ký kết. Đến lượt mình, giá khí lại nhạy cảm với của tính vững chắc và quy mô khai thác của các cam kết sử dụng khí. Do vậy, việc phát triển những cam kết vững chắc, ở quy mô đủ lớn và dài hạn dường như cần phải có để đạt được các giá điện cạnh tranh từ các nhà máy nhiệt điện khí.
- Việc EVN tham gia sở hữu hầu hết các nhà máy điện là không khả thi, thậm chí khi dùng cả các nguồn vốn vay do khả năng vay

của EVN là có giới hạn. Những đầu tư bên ngoài vào IPP, bên cạnh đầu tư của các công ty khai thác khí là cần thiết trong từng khu công nghiệp điện khí lớn.

Việc phát triển tổ hợp Cà Mau-PM3 bao gồm đường ống dẫn khí và hai nhà máy điện do PV hoàn toàn sở hữu cần phải có sự giám sát chặt chẽ của Chính phủ để đảm bảo tính hiệu quả và chi phí thấp nhất có thể. Chính phủ cho phép PV phát triển cả chu trình khép kín từ khai thác, vận chuyển và sản xuất điện có thể có những thuận lợi về tổ chức thực hiện do nhu cầu khẩn thiết phải phát triển các nguồn điện mới nhưng điều này cũng có thể có những hạn chế lớn do không có sự cạnh tranh. Nhóm nghiên cứu của Ngân hàng kiến nghị Chính phủ cần giám sát chặt chẽ tất cả các khía cạnh của dự án gồm (i) thẩm định riêng biệt chi phí của từng thành phần trong dự án bao gồm chi phí giếng khoan và giá nội bộ, chi phí phát triển đường ống dẫn khí, chi phí vận hành và giá nội bộ, và chi phí phát triển nhà máy, chi phí vận hành và giá nội bộ; và (ii) đảm bảo rằng việc mua sắm các hợp đồng được thực hiện hoàn toàn minh bạch, sử dụng tối đa cạnh tranh. Việc giám sát chặt chẽ và minh bạch đồng thời là tín hiệu cổ vũ các nhà đầu tư khác rằng Chính phủ Việt Nam đang duy trì một sân chơi bình đẳng cho đầu tư nhiệt điện khí tại Việt Nam.

Về lĩnh vực thăm dò và phát triển mỏ khí, một vấn đề quan trọng trong dài hạn là Việt Nam cần duy trì cơ chế hấp dẫn cho các công ty quốc tế tiếp tục thăm dò và xác định trữ lượng khí do phần lớn tiềm năng vẫn chưa được thăm dò. Trong hoàn cảnh giá dầu đang ở mức cao, các công ty quốc tế có rất nhiều cơ hội đầu tư để lựa chọn. Chính phủ cần xem xét các lĩnh vực sau (a) đơn giản hóa các thời hạn tài chính và tăng tính cạnh tranh gồm cả ở những vùng nước sâu, (b) tiếp tục các nỗ lực nhằm mở rộng và làm rõ cơ hội của thị trường khí, và (c) xây dựng một khung điều tiết hoàn chỉnh về đầu tư và vận hành đường ống dẫn khí.

Phát triển thủy điện

Việt Nam đang bắt đầu một kế hoạch tham vọng nhằm khai thác phần lớn nguồn thủy điện tiềm năng nhất của đất nước trong thập kỷ tới. Tổng công suất của thủy điện năm 2004 là 4227 MW, trong đó Hòa Bình (1920 MW) và Yali (720 MW) chiếm 60% tổng công suất của thủy điện. Kế hoạch sẽ phát triển thêm các nhà máy thủy điện lớn trên sông Đà, phía thượng lưu của Hòa Bình gồm Sơn La (2400 MW) và Lai Châu (1100 MW). Khi hoàn thành, bậc thang gồm 3 công trình thủy điện lớn trên sông Đà sẽ có tổng công suất lên tới 5400 MW. Bên cạnh kế hoạch phát triển đó, chương trình khai thác thủy điện của Việt Nam còn tập trung vào 30 dự án quy mô vừa (công suất từ 100-350 MW), và xem xét một loạt các nhà máy thủy điện nhỏ khác (có công suất <30 MW). Các dự án này trải dài theo lưu vực của chín hệ thống sông ở miền Bắc, Trung và Nam. Có 14 dự án thủy điện loại vừa đang được xây dựng vào đầu năm 2005 (khởi công năm 2003 và 2004) với tổng công suất 3170 MW. EVN cũng đang lên kế hoạch sẽ tiếp tục xây dựng thêm 16 nhà máy thủy điện quy mô vừa với tổng công suất 2775 MW càng sớm càng tốt.

Sơn La là dự án trọng điểm quốc gia đã khởi công xây dựng. Các tổ máy phát điện dự kiến sẽ phát điện trong giai đoạn 2012-2015. Dự án được xem như là một nguồn cung cấp điện năng quan trọng mới đồng thời cũng làm lợi cho thủy điện Hoà Bình. Tuy nhiên vẫn có những rủi ro nhất định giống như bất cứ dự án xây dựng ở mức độ lớn như vậy. Một thách thức đặc biệt lớn là phải tái định cư tốt khoảng 70.000 người. Chính phủ đã ban hành các tiêu chuẩn cao và khung pháp lý hiện đại và vững chắc cho chương trình tái định cư, và cam

kết hơn 650 triệu USD cho chương trình này. Đây là một mức tương đối cao nếu so sánh với vốn tái định cư trên đầu người của các dự án lớn trong khu vực. Tuy nhiên, cần phải đảm bảo rằng nguồn vốn này có thể đạt được những kết quả tích cực và bền vững cho những người bị ảnh hưởng bởi dự án, việc thực hiện cần phải quan tâm hơn nữa tới phát triển kế sinh nhai, lập kế hoạch và thiết kế hiệu quả ở quy mô địa phương và khả năng quản lý tốt hơn nữa ở cả cấp trung ương và địa phương.

Với mục tiêu cung cấp khoảng 6000 MW trong trung hạn, chương trình của Việt Nam nhằm phát triển rất nhiều tuyến thủy điện quy mô trung bình sẽ đóng góp quan trọng cho chương trình phát triển điện lực ở cả ba khu vực địa lý. Những ích lợi cụ thể gồm việc phát triển các nguồn năng lượng mới trong nước giúp thoát khỏi ảnh hưởng của giá năng lượng trên thị trường thế giới và rủi ro an ninh, và lợi ích từ việc sử dụng nguồn nước trong rất nhiều trường hợp. Mặc dù tính khả thi về kinh tế thay đổi theo từng tuyến nhưng nhìn chung chi phí cho các dự án này tương đối cạnh tranh so với các phương án nhiệt điện ở Việt Nam. Thách thức sẽ nằm ở việc thực hiện một cách hiệu quả - để duy trì chất lượng đầu tư dưới sức ép phải tăng tốc



Việt Nam đang tiếp tục khai thác nguồn thủy điện đáp ứng nhu cầu điện năng

để đáp ứng nhu cầu đang bùng phát. Các hỗ trợ quốc tế là cần thiết cho lĩnh vực này của ngành điện hơn là các lĩnh vực khác, giúp Việt Nam hưởng lợi từ các kinh nghiệm quốc tế. Do các tổ chức quốc tế đã dè dặt hơn trong việc hỗ trợ các dự án thủy điện lớn trong những năm gần đây và việc triển khai các dự án thủy điện ở Việt Nam tương đối bị cô lập vì vậy cần đạt được những kinh nghiệm từ các nơi khác để tăng tốc chương trình phát triển thủy điện của Việt Nam.

Một lĩnh vực cần tăng cường trong chương trình phát triển thủy điện ở Việt Nam gồm lập quy hoạch thủy điện, lựa chọn vị trí nhà máy và thiết kế, thiết lập quy trình vận hành nhà máy. Lập kế hoạch và hoàn thiện vận hành có thể đạt được thông qua tối ưu hóa giữa các lựa chọn và hoán đổi phức tạp nhằm: (a) Tối đa hiệu ích đa mục tiêu của việc sử dụng nguồn nước; (b) giảm thiểu các tác động tiêu cực, bao gồm cả tác động tiêu cực xã hội và ở hạ lưu; và (c) Tối đa hiệu ích phát điện trong toàn bộ hệ thống điện.

Một vấn đề rất quan trọng là nâng cao khả năng thiết kế chi tiết và thực hiện các chương trình tái định cư của các công trình hồ chứa, phối hợp với đánh giá tác động môi trường nhằm cung cấp đầy đủ thông tin cho thiết kế dự án và tập trung vào các vấn đề chính và các giải pháp giảm thiểu. Việt Nam đã có những cố gắng vượt bậc trong việc nâng cao chất lượng công tác tái định cư của các công trình hồ chứa và đánh giá tác động môi trường. Các chính sách hiện tại gồm có cấu trúc hoàn chỉnh các văn bản pháp luật và yêu cầu điều chỉnh. Cam kết tài chính cho công tác tái định cư của các dự án mới là rất lớn. Vấn đề lớn nhất là cần cải thiện quá trình thực hiện nhằm đạt được kết quả tốt nhất. Việc phân tích, lập kế hoạch, tổ chức, thực hiện và đặc biệt là tiếp tục theo dõi và hoàn thiện công tác tái định cư hiện vẫn còn tồn tại do hạn chế về năng lực trong các công việc chuyên ngành, đặc biệt là ở cấp địa phương. Các chuyên gia và cán bộ địa phương thường thiếu kinh nghiệm và hiểu biết về cách thức thực hiện tốt

nhất. Những vấn đề khó khăn nhất, bao gồm cả khôi phục kế sinh nhai của người dân tộc thiểu số bị ảnh hưởng bởi công trình hồ chứa - một vấn đề phức tạp đối với tất cả các nước đòi hỏi những nỗ lực cụ thể trong tham vấn người dân địa phương trong suốt quá trình thực hiện. Hiện Việt Nam có kế hoạch phát triển rất nhiều dự án trong trung hạn nên cần phải có những nỗ lực rất lớn nhằm thu thập và áp dụng kinh nghiệm từ các nơi khác và nâng cao năng lực cho địa phương nhằm đạt được những kết quả bền vững trong dài hạn.

Do phần lớn chi phí của dự án thủy điện là vốn đầu tư ban đầu và thời gian chuẩn bị các dự án tương đối dài nên kế hoạch của EVN tập trung vốn và các khoản vay của họ vào các dự án thủy điện là hợp lý, dành phần lớn nhu cầu đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện cho các nhà đầu tư IPP tiềm năng. Tuy nhiên vẫn có khả năng bán các nhà máy thủy điện đã vận hành cho các nhà đầu tư như EVN đang thực hiện với các nhà máy cũ. Cơ hội cũng dành cho các nhà đầu tư các dự án IPP thủy điện nhỏ và qua đó sẽ hình thành nên các cách tiếp cận mới làm đa dạng các nguồn tài chính cho các dự án.

Các biện pháp khác để đáp ứng công suất yêu cầu

Chương trình phát triển năng lượng mới của Việt Nam đang trong quá trình phát triển và có thể đóng góp nhiều hơn trong tương lai. Phát triển năng lượng mới hiện nay tập trung vào cung cấp điện cho các vùng bị cô lập không nối lưới, tuy nhiên các dự án thủy điện nhỏ trên thực tế cũng có thể cung cấp nguồn năng lượng tái tạo đáng kể cho hệ thống điện. Năng lượng gió cũng có thể đóng góp một phần nhỏ.

Việt Nam đang dự kiến triển khai chương trình phát triển năng lượng hạt nhân trong dài hạn.

Kết nối hệ thống điện với các nước láng giềng dự kiến sẽ có vai trò quan trọng hơn. Các

cuộc thảo luận với các công ty điện lực phía nam Trung Quốc năm 2005 nhằm tăng công suất nhập khẩu từ nước này lên khoảng 400 MW trong ngắn hạn. Việt Nam cũng đang đầu tư vào thủy điện ở Lào với thỏa thuận sẽ mua phần lớn điện năng sản xuất. Việt Nam đã có những dàn xếp để bán khoảng 200 MW công suất sang Cam Pu Chia. Đặc biệt trong trung hạn, lợi ích của việc kết nối sẽ tăng đáng kể qua sự hình thành của Hệ thống Mê Kông lớn (Greater Mekong System) cho phép trao đổi ở quy mô lớn điện năng giữa các nước Việt Nam, Lào, Trung Quốc và Cam Pu Chia.

Cả Bộ Công nghiệp và EVN đã triển khai các chương trình Quản lý Nhu cầu (DSM) và Hiệu quả Năng lượng trong vài năm gần đây, một phần do Ngân hàng Thế giới và GEF hỗ trợ. Do tình trạng thiếu điện trầm trọng vào mùa hè năm 2005 cũng như sức ép của nhu cầu điện đang tăng với tốc độ phi mã Chính phủ Việt Nam và EVN đang thực hiện mạnh hơn và tăng tốc các chương trình này. Chương trình DSM và chương trình đầu tư và khuyến khích sử dụng hiệu quả năng lượng đã được chứng minh là các giải pháp cho vấn đề thiếu hụt công suất với chi phí thấp hơn nhiều so với giải pháp xây dựng các nguồn điện mới. Những biện pháp này cũng có thể thu được kết quả trong thời gian tương đối ngắn trong một vài trường hợp tuy nhiên đòi hỏi xây dựng các thể chế phức tạp mà điều này trên thực tế là thách thức cho hầu hết các nước

Như đã thảo luận với Bộ Công nghiệp và EVN vào cuối năm 2005, nhóm nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới kiến nghị cần tăng cường các biện pháp DSM thông qua (a) xây dựng một chương về DSM trong Tổng sơ đồ 6 nhằm đánh giá và thiết lập vai trò của DSM trong việc đáp ứng nhu cầu điện năng của đất nước, (b) thành lập trung tâm DSM trực thuộc EVN. Trung tâm này sẽ đóng vai trò chính trong tổ chức thực hiện và huy động nhân lực cho việc triển khai chương trình DSM lớn hơn, (c) xây dựng và

triển khai kế hoạch mở rộng trên quy mô lớn chương trình chiếu sáng hiệu quả của EVN bao gồm thay thế đèn đốt dây tóc bằng đèn compact và phổ cập hóa bóng đèn tuýt gầy có hiệu suất cao hơn, và (d) tiếp tục những nỗ lực mạnh mẽ của Bộ Công nghiệp thúc đẩy ngành dịch vụ công nghiệp mới hoạt động trong lĩnh vực tiết kiệm điện. Dịch vụ này sẽ đóng vai trò quan trọng để đạt được mục tiêu về sử dụng năng lượng hiệu quả đặc biệt là trong khu vực công nghiệp và các tòa nhà thương mại. Ngoài ra, nghiên cứu phụ tải đang được tiến hành cùng với mở rộng lắp đặt công tơ ba giá có thể đưa nền tảng cho nỗ lực nhằm cải thiện biểu đồ phụ tải dựa trên chính sách giá điện theo thời gian. Sử dụng nghiên cứu phụ tải theo tính chiến lược, có chế giá điện theo thời gian nhanh nhạy và tiếp tục đầu tư cho công tác đo đếm có thể đưa ra một khung để khách hàng phản ứng lại với chi phí cung cấp và điều chỉnh tiêu thụ điện một cách phù hợp.

Huy động nguồn vốn đầu tư

Như đã trình bày ở trên, vốn đầu tư hàng năm cho ngành điện trong giai đoạn 2006-2010 là trên 3 tỉ USD. Trong các kịch bản đang được xây dựng để huy động lượng vốn đó đều thấy rõ hai vấn đề cơ bản sau:

- EVN không thể huy động được đủ nguồn vốn cho nhu cầu đầu tư từ nguồn vốn của họ cũng như từ các khoản vay khác nhau, ngoại trừ khi doanh thu tăng lên. EVN đã thu được lợi nhuận hàng năm kể từ khi thành lập năm 1995 và duy trì được tình hình tài chính lành mạnh ít nhất là đến khi xảy ra thiếu hụt vào mùa hè năm 2005. Tuy vậy, nhu cầu đầu tư của ngành vượt quá khả năng đi vay của công ty.
- Chính phủ Việt Nam cũng không sẵn sàng hoặc không có đủ khả năng để cung cấp khoản vốn cho đầu tư đó. Chính phủ đang hướng tới giảm trách nhiệm tài chính của

Chính phủ với ngành điện chứ không phải tăng thêm. Cách này hay cách khác và trực tiếp hay gián tiếp thì khách hàng sẽ cần phải trả chi phí cho mở rộng hệ thống điện. Nhiệm vụ của Chính phủ và của ngành điện là thực hiện chương trình mở rộng này theo cách hiệu quả nhất và giữ chi phí ở mức hợp lý và nằm trong khả năng chi trả của khách hàng.

Các công ty điện lực nhà nước của Trung Quốc cũng đã phải đối mặt với trình trạng tương tự vào những năm cuối thập kỷ 80 và đặc biệt vào thập kỷ 90 của thế kỷ trước. Nhu cầu đã tăng lên nhanh chóng đến mức ngành điện không thể theo kịp cho dù các công ty điện lực có tình hình tài chính lành mạnh, nhưng yêu cầu đầu tư vượt xa rất nhiều khả năng của họ. Vấn đề trên đã được giải quyết theo hai cách chính sau: (1) Các khách hàng công nghiệp thiếu điện, được các chính quyền địa phương ủng hộ, cùng góp vốn liên doanh để xây dựng một số lượng lớn các nhà máy điện độc lập, và (2) Áp dụng những khoản phụ thu trong giá điện bán lẻ cho đầu tư ngành điện, trực tiếp huy động nguồn vốn từ khách hàng cho đầu tư các nguồn điện mới.

Tình hình ở Việt Nam có những điểm khác biệt, nhưng hai giải pháp cơ bản như trên là cần thiết: (1) các IPP phải đảm nhận một phần lớn yêu cầu đầu tư (mặc dù sử dụng tỉ trọng lớn hơn nguồn vốn nước ngoài so với Trung Quốc do phần lớn IPP ở Trung Quốc do các nhà đầu tư trong nước triển khai), và (2) Giá bán điện trung bình phải tăng nhằm trực tiếp huy động vốn từ khách hàng cho đầu tư mở rộng nguồn điện đang rất cấp bách. Chi tiết của hai giải pháp trên như sau.

Đóng góp của EVN vào đầu tư

Với lợi nhuận thuần thu được và tỉ số tự huy động vốn 50-60%, tỉ số nợ trên doanh thu từ 3-5 và tỉ lệ nợ/vốn tự có 1,0-1,4 trong 3 năm tài

chính 2001, 2003 và 2004, EVN dường như có thể gánh vác phần lớn đầu tư trong khuôn khổ tài chính của họ. Tuy nhiên thực tế không phải như vậy, sự gia tăng nhanh chóng của nhu cầu đầu tư để tăng công suất cho hệ thống trong tương lai đã không còn ở mức tương xứng với dòng doanh thu của công ty.

Dự báo tài chính do Ngân hàng Thế giới và EVN thực hiện đầu năm 2005 đã chỉ rõ sự gia tăng lớn trong đầu tư của EVN so với giai đoạn 2002-2004, tăng lên ở mức 2,4-2,7 tỉ USD trong giai đoạn 2007-2010 (xem bảng 6 ở trên). Đầu tư của EVN sẽ lấy từ nguồn vốn của EVN cùng với khoản vay rất lớn từ ODA và tín dụng xuất khẩu, và từ các nguồn vốn vay thương mại khác. Mặc dù vậy, mức độ đầu tư dự kiến đó là ở mức thấp, được ước tính dựa trên các dự báo phụ tải trước đây và giả định rằng khoảng hơn một nửa điện lượng được bổ sung trong giai đoạn 2005-2010 sẽ được mua từ ngoài EVN. Dự báo trên cũng giả định EVN có thể thu được khoảng 600 triệu USD từ việc bán các tài sản của hệ thống điện đã có thông qua cổ phần hóa. Dự báo trên đặc biệt dè dặt khi không bao gồm chi phí gia tăng do thiếu hụt điện - bao gồm cả công suất mua và công suất phát có chi phí nhiên liệu cao thay cho các nhà máy thủy điện vốn có chi phí vận hành rất thấp.

Thậm chí nếu không cho phép đưa các chi phí gia tăng đó vào trong chi phí thì EVN cũng không thể đứng vững được trong thời gian ngắn trừ khi có thêm doanh thu. Các tỉ số quan trọng mô tả khả năng đầu tư và vay tụt xuống nhanh chóng. Tỉ số tự huy động vốn giảm xuống 20% vào năm 2007 và tiếp tục giảm xuống chỉ ở mức 5% vào năm 2010. Tỉ số nợ/vốn tự có của EVN tăng liên tục lên 2.4 năm 2007 và đạt 3.9 năm 2010. Như trình bày trong hình 3, chi phí trả nợ cho các khoản nợ chùng chất sẽ nhanh chóng ngốn sạch khả năng tiền mặt của EVN cho tự đầu tư, thậm chí cả trong trường hợp doanh thu tăng, khoản tiền mặt cho đầu tư sẽ giảm tuột dốc theo trị số tuyệt đối. Cũng ở mức báo động

như vậy- việc vay nợ nặng nề để đầu tư sẽ làm tỷ lệ vay nợ/vốn tự có rớt xuống mức làm cho công ty sẽ bị đánh giá là không đáng tin cậy về khả năng trả nợ bởi các công ty đánh giá tài chính độc lập.

Mặc dù nguồn vốn từ chương trình cổ phần hóa có thể cung cấp một phần nhỏ của nhu cầu vay, EVN đang tăng tốc huy động các khoản vay từ nhiều nguồn để đáp ứng đủ nhu cầu đầu tư của ngành, bao gồm việc tăng vốn vay từ nguồn hỗ trợ phát triển chính thức (ODA), tín dụng xuất khẩu và vốn vay từ các ngân hàng thương mại trong nước (nếu các ngân hàng này có thể thu xếp được vốn vay dài hạn). Vốn vay từ Quỹ Hỗ trợ Phát triển (DAF) bị hạn chế cho tái định cư và các thiết bị sản xuất trong nước, tuy nhiên EVN vẫn đang cố gắng có được các khoản vay từ DAF cho các mục đích khác. EVN đã thành công khi phát hành khoảng 13 triệu USD trái phiếu trong nước và đang lập kế hoạch phát hành trái phiếu quốc tế như PetroVietnam. Tuy nhiên, rốt cục thì vay vốn vẫn là vay vốn, bất kể là từ nguồn nào, và EVN sẽ nhanh chóng đạt tới giới hạn có được trừ phi doanh thu tăng đột biến (hoặc có vốn tự có tăng đột biến, tuy nhiên điều này khó có thể xảy ra). Có một điều cũng rất quan trọng nữa cần phải cân nhắc đó là nếu các tỷ lệ tài chính của EVN tụt xuống dưới những giới hạn an toàn được chấp nhận, việc vay vốn từ các nguồn độc lập sẽ trở nên rất đắt đỏ, nếu không muốn nói là không thể.

Những dự báo của Ngân hàng Thế giới và EVN hồi đầu năm 2005 đã kết luận rằng giá điện cần phải được tăng lên ở mức thấp nhất là khoảng 11% năm 2007 và 10% năm 2010, tính trung bình, để EVN đáp ứng được những yêu cầu đầu tư ở mức thấp như mô tả trong Tổng sơ đồ 5. Sau khi EVN công bố những khoản thua lỗ đáng kể do tình trạng thiếu hụt điện năng vào mùa hè và dự báo tăng chi phí vận hành để ngăn chặn tình trạng thiếu hụt như vậy trong tương lai, việc tăng giá hiện nay cần được thực hiện càng sớm càng tốt, và rõ ràng cần ở mức

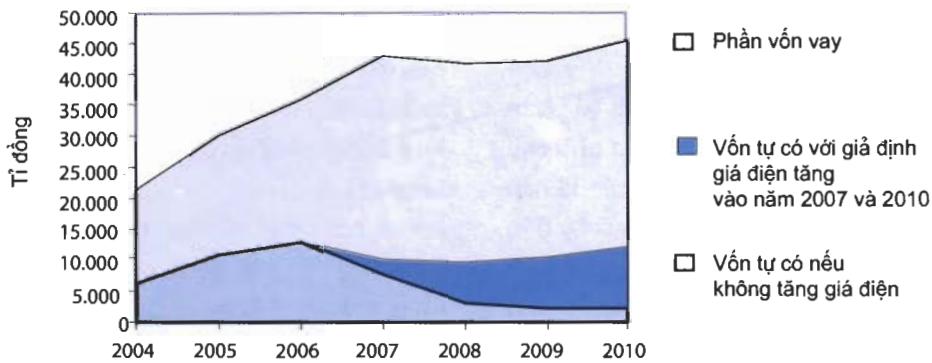
cao hơn. Hệ quả của hiệu chỉnh dự báo phụ tải phản ánh mức độ tăng trưởng nhanh hơn của nhu cầu là chi phí sản xuất điện tăng lên do cần phải bổ sung thêm các nguồn điện có giá thành cao vào hệ thống để đáp ứng nhu cầu, giá sản xuất điện cao hơn lại tác động đến khả năng huy động vốn vay của EVN và do vậy cần phải tăng giá điện trước khi tình hình trở nên xấu hơn. Chính phủ đã chuẩn bị và thẩm định một đợt tăng cao giá điện vào đầu năm 2006. Rõ ràng, việc tăng đáng kể giá điện bán lẻ nên được thực hiện càng sớm càng tốt. Đây là biện pháp căn bản và quan trọng để đảm bảo đáp ứng được nhu cầu điện trong tương lai.

Bảo đảm các đầu tư độc lập ngoài EVN

Chắc chắn cần phải có sự gia tăng đột biến của đầu tư từ bên ngoài EVN vào ngành điện để đáp ứng nhu cầu đầu tư của toàn ngành. Như trình bày trong bảng 7, EVN sẽ mua điện từ các nguồn điện ngoài EVN, chủ yếu từ các nhà máy điện độc lập, để đáp ứng hơn một nửa phần gia tăng của nhu cầu trong giai đoạn 2005-2010. Nguồn đầu tư ngoài EVN quan trọng nhất là đầu tư vào các nhà máy điện độc lập (IPP). Ngoài ra, nguồn đầu tư ngoài EVN cũng đóng vai trò rất quan trọng trong lĩnh vực phân phối điện, nếu quá trình cổ phần hóa của EVN được lập kế hoạch một cách có hệ thống, đưa ra được những điều kiện hấp dẫn các nhà đầu tư tham gia vào đầu tư nâng cấp và mở rộng hệ thống phân phối.

Các nhà máy điện độc lập. Việt Nam đang đeo đuổi một kế hoạch phát triển IPP toàn diện trong nỗ lực đáp ứng nhu cầu tăng nhanh với tốc độ phi mã. Các hình thức phát triển các nhà máy điện IPP mới gồm (a) BOT hoặc BOO hoàn toàn do các công ty của Việt Nam sở hữu, (b) BOT hoặc BOO do liên doanh giữa EVN và các đối tác khác (trong nước và quốc tế) phát triển, và (c) BOT hoàn toàn do các bên nước ngoài sở hữu, có thể là nhà nước hoặc tư nhân. Bên cạnh

Hình 3: Huy động vốn cho đầu tư của EVN theo Tổng sơ đồ 5



Ghi chú:

- 1) Tình hình cập nhật sau năm 2005 về thiếu hụt cho đầu tư, doanh thu và chi phí và giá điện yêu cầu (sẽ có sau khi báo cáo tài chính của EVN được hoàn thành và thẩm định) sẽ đưa ra các số liệu khác, tuy nhiên vẫn phù hợp với kết luận trên, và dường như còn xấu hơn.
- 2) Các kịch bản đều giả định là thông qua cổ phần hóa giai đoạn 2005-2009, EVN ước tính có thể huy động được khoảng 9,2 tỷ đồng.
- 3) Giả định là năm 2007 và 2010 giá điện trung bình sẽ tăng 11%/năm.

đó, các công ty cổ phần IPP cũng đang được hình thành là kết quả của việc cổ phần hóa các nhà máy điện hiện có của EVN nằm trong chương trình cổ phần hóa của họ. Kế hoạch phát triển IPP đầy tham vọng này được thực hiện song song cùng với nỗ lực của Chính phủ dần tái cơ cấu và cải tổ ngành điện như đã chỉ ra trong Luật Điện lực. Nói chung, Chính phủ muốn phát triển tất cả các loại hình IPPs càng nhanh càng tốt để nhanh chóng đưa các nhà máy này vào vận hành trong hệ thống.

Đầu tư của các chủ thể thuộc Nhà nước vào các dự án IPP mới, dưới hình thức sở hữu toàn bộ hay liên doanh, đều được đánh giá là cách thức hiệu quả để phát triển các nguồn điện mới nhanh chóng và hợp lý tại Trung Quốc trong những thập kỷ 80-90. Tuy nhiên, trường hợp của Trung Quốc nghi nhận sự tham gia của rất nhiều chủ thể thuộc Nhà nước với các nguồn tài chính khác nhau và thường dưới sự giám sát của cơ

quan Chính phủ. Cơ quan giám sát này không phải là cơ quan đang giám sát việc bán các công ty điện lực Nhà nước. (ví dụ chính quyền địa phương là một bên và chính quyền trung ương là một bên). Rất nhiều nhà đầu tư Nhà nước lại chính là những người sử dụng điện lớn, một cách trực tiếp hay gián tiếp.



Lễ ký kết hiệp định tín dụng cho Việt Nam

Đối với Việt Nam, các chủ thể nhà nước có tiềm lực và quan tâm đầu tư lớn vào ngành điện không nhiều và hiện nay chỉ hạn chế trong các công ty cung cấp nhiên liệu do nhà nước sở hữu hoặc các công ty xây dựng. Phát triển IPP bằng các công ty này có thể thành công nếu xét trên yếu tố nhanh chóng đưa các nhà máy này vào vận hành, tuy nhiên vấn đề về tính minh bạch và hiệu quả tiềm ẩn trong cơ chế này có thể dẫn tới chi phí cao một cách không công bằng cho khách hàng, trừ khi Chính phủ và ERAV giám sát chặt chẽ quá trình trên và giải quyết những vấn đề tiềm ẩn. Những vấn đề chính gồm (a) Tiềm năng về cạnh tranh không lành mạnh trên thực tế hoặc do cảm nhận giữa các nhà máy điện có sự tham gia của Petro Việt Nam and Vinacomina là những công ty cung cấp nhiên liệu và các nhà máy điện độc lập khác trên khía cạnh chi phí nhiên liệu và mức độ ưu tiên cung cấp nhiên liệu và cũng như có khả năng có mức ưu tiên huy động nhà máy vào hệ thống của trung tâm điều độ do sức ép cần ưu ái hơn đối với doanh nghiệp lớn của nhà nước; (b) tính kém hiệu quả và có thể là chi phí cao do đàm phán trực tiếp để trao hợp đồng mua bán điện mà không thông qua cạnh tranh, và (c) mở rộng hoạt động của các công ty này từ các hoạt động chính của họ sang các lĩnh vực mà họ có ít kinh nghiệm hơn.

Sự tham gia của EVN vào các liên doanh IPP lớn có thể giúp phát triển các dự án này trong một số trường hợp. Tuy nhiên, cần phải nhận thấy rằng đơn vị quản lý vận hành các nhà máy này trong tương lai không nên tham gia vào truyền tải và phân phối điện để tránh xung đột về lợi ích khi thị trường điện bắt đầu vận hành.

Các IPP do các công ty nước ngoài hay tư nhân sở hữu 100% dự kiến sẽ là khu vực phát triển nhanh nhất trong trung hạn, đạt tới vài nghìn MW dưới hình thức BOT IPP. Quá trình đấu thầu và hoàn thành việc thu xếp cho các dự án BOT IPP tại tổ hợp Phú Mỹ mang lại những kinh nghiệm trong phát triển IPP. Vậy mà tiến

trình phát triển các BOT IPP mới đã bị dừng lại sau thành công của tổ hợp Phú Mỹ. Khó khăn nổi bật bao gồm sự phối hợp phát triển đồng bộ mỏ khí, đường ống dẫn và nhà máy điện và mong muốn của nhiều bên trong Chính phủ nhằm tránh hoặc giới hạn chặt chẽ hơn phạm vi bảo lãnh của Chính phủ. Tuy nhiên vào cuối năm 2005, sự cấp bách cần tháo dỡ những hạn chế trên đã được Chính phủ nhận thức rõ và do đó mong muốn thúc đẩy tiến trình một cách tích cực. Cần có một khung thống nhất giữa các bên, thông qua đó có thể triển khai hàng loạt các IPP mới để đáp ứng nhu cầu đang tăng nhanh. Bộ Công nghiệp đang (a) thẩm định cách thức cung cấp bảo lãnh nhằm đưa ra giải pháp cụ thể được các nhà đầu tư chấp nhận trong bối cảnh thị trường cạnh tranh quốc tế hiện nay đồng thời đặt ra những bước đi theo hướng hạn chế sự có mặt của Chính phủ và tăng khả năng tự bảo hiểm và độ tin cậy tài chính của các doanh nghiệp Việt Nam (b) xây dựng khung tiêu chuẩn cho đấu thầu cạnh tranh cho một loạt các dự án IPP, sử dụng các tài liệu của Phú Mỹ 2.2 làm cơ sở, triển khai áp dụng khung tiêu chuẩn cho một vài trường hợp đầu tiên và sau đó hy vọng có thể áp dụng cho một loạt các dự án khác, và (c) tiến tới phát triển một cách đồng bộ mỏ khí, hệ thống dẫn khí và nhà máy điện, trước hết cho khu vực Ô Môn và sau đó là cho các khu vực khác. Ngoài ra, một điều quan trọng nữa là cần thẩm định chi tiết các hợp đồng mua điện đã đề xuất có tính đến kế hoạch phát triển thị trường điện, nhằm đảm bảo độ linh hoạt để tham gia thị trường điện khi có thể.

Một kiến nghị được nhấn mạnh là cần áp dụng cạnh tranh trong trao hợp đồng mua bán điện từ các dự án IPP. Kinh nghiệm ở tất cả các nước, từ tất cả các dự án đều cho thấy giá và thời hạn được xác định thông qua cạnh tranh luôn có chi phí thấp hơn phương án thông qua đàm phán. Tại Việt Nam, các công ty điện lực, quan chức chính phủ và đặc biệt là các nhà đầu tư tiềm năng thường lập luận là không có đủ

thời gian cho đấu thầu cạnh tranh. Tuy nhiên, thông thường đó là do thiếu quá trình lập kế hoạch và/hoặc thiếu các biện pháp khuyến khích giảm chi phí thích hợp. Các khách hàng sử dụng điện ở Việt Nam sẽ là những người chịu chi phí cao hơn chi phí hợp lý, trừ khi đấu thầu cạnh tranh được hoàn toàn ủng hộ hơn là đàm phán hợp đồng. Trong những trường hợp đàm phán hợp đồng, thông tin rõ ràng và dễ hiểu về chi phí và chi tiết hợp đồng cần phải được công bố. Nếu nhà cung cấp điện là doanh nghiệp nhà nước thì những báo cáo chi tiết và chính xác về tất cả các vấn đề liên quan đến hợp đồng mua thiết bị, xây dựng và vận hành nhà máy ảnh hưởng đến chi phí phát điện phải được báo cáo rộng rãi đến tất cả các cơ quan của Chính phủ có liên quan và có thể được công khai khi có thể. Nếu nhà cung cấp điện đồng thời là bên cung cấp nhiên liệu thì ERAV và các cơ quan giám sát của Chính phủ cần nhấn mạnh đến việc thanh toán rõ ràng, riêng biệt và minh bạch cho chi phí nhiên liệu (và xem xét so sánh với các thoả thuận cung cấp nhiên liệu khác) cũng như chi phí phát điện.

Cải tổ ngành điện, cổ phần hóa và phát triển thị trường điện

Bằng việc thông qua Luật Điện lực, Việt Nam đã đưa ra một chương trình dài hạn đầy tham vọng nhằm cải cách toàn bộ ngành điện bằng cách loại bỏ hệ thống công ty công ty hợp nhất theo ngành dọc hiện tại thay bằng thị trường điện cạnh tranh. Mục đích của việc cải cách là nâng cao hiệu quả thông qua sự cạnh tranh trong ngành điện, giảm thiểu chi phí cho khách hàng và mở rộng khả năng huy động đầu tư và nguồn lực quản lý từ bên ngoài hệ thống quản lý của Nhà nước. Như đã được nêu trong Lộ trình cải cách năm 2005, toàn bộ quá trình sẽ kéo dài trong 20 năm. Tuy nhiên, những lựa chọn chiến lược cốt yếu cần được quyết định trong vòng 1, 2 năm tới và phần cải cách chính cần

được hoàn thành trước năm 2009 theo như kế hoạch đã đặt ra.

Việc thông qua Luật Điện lực thể hiện một mốc quan trọng trong nền công nghiệp điện của Việt Nam, được xây dựng trên cơ sở nhất trí ở cấp quốc gia và tạo ra nền tảng pháp lý cho việc phát triển thương mại, định hướng thị trường ngành (xem khung số 1). Một điều quan trọng là phải từng bước tiến tới một chương trình sâu rộng và toàn diện nếu không việc hưởng các lợi ích từ chương trình sẽ bị trì hoãn lâu hơn trong tương lai. Tuy nhiên, áp lực hiện tại đối với ngành điện là nhu cầu về điện ngày càng tăng cao và việc thiếu điện trước mắt đặt ra một thách thức rất lớn cho công cuộc cải cách, đòi hỏi sự thận trọng trong việc tiến hành cải cách hệ thống hiện tại đang hoạt động khá tốt theo phương thức cực đoan và nhanh chóng. Việc chuyển dịch sang một cơ cấu mới cần được thực hiện một cách êm ả nhằm tránh sự xáo trộn hoặc kém hiệu quả trong những nỗ lực huy động một lượng vốn lớn cho đầu tư mới. Sức ép giữa hai mối quan ngại này đã được thể hiện trong các cuộc tranh luận và kế hoạch cải cách hiện nay.

Kế hoạch cổ phần hoá ngành điện

Khái niệm “cổ phần hoá” ở Việt Nam được hiểu là quá trình chuyển các doanh nghiệp nhà nước sở hữu 10% thành các công ty cổ phần. Mục đích cơ bản đang được theo đuổi ở Việt Nam là cải tổ các doanh nghiệp độc quyền do nhà nước sở hữu như EVN thành các công ty cổ phần, hoặc một loạt các công ty cổ phần bao gồm cả các nhà đầu tư mới nhằm tạo ra các công ty định hướng thị trường nhiều hơn, ít chịu tác động của Chính phủ. Trong một chừng mực nào đó, các mục tiêu cải cách doanh nghiệp này rất phổ biến trong các quá trình cải cách theo hướng “công ty hóa” doanh nghiệp công cộng đã được triển khai ở nhiều nước. Mục tiêu không phải là tư nhân hóa – về bản chất các nhà đầu tư nắm giữ các cổ phiếu có thể là các nhà đầu tư tư nhân hoặc của các

doanh nghiệp vốn nhà nước. Trong phạm vi ngành điện, chương trình cổ phần hóa bao gồm chia tách rất nhiều các đơn vị phụ thuộc của EV để thành lập các công ty cổ phần. Chính sách hiện nay của Chính phủ yêu cầu EVN cần duy trì 51% cổ phiếu ở các công ty sẽ cổ phần hóa. Mô hình phổ biến nhất là bán ra một phần nhỏ cổ phiếu của các công ty đang cổ phần hóa cho các nhà đầu tư, thông thường các cổ phiếu có giá trị nhỏ.

Chính phủ hiện đang yêu cầu EVN đẩy nhanh quá trình cổ phần hóa. EVN đã tiến hành thí điểm cổ phần hóa cả ở lĩnh vực phân phối và sản xuất điện. Hai nhà máy thủy điện là Sông Hinh công suất 70 MW và Vĩnh Sơn công suất 66 MW đã được cổ phần hóa thành một công ty vào giữa năm 2005. EVN cũng đã cổ phần hóa một công ty phân phối điện - Điện lực Khánh Hòa vào tháng 3/2005. Vào cuối năm 2005, cổ phiếu của nhà máy nhiệt điện Phả Lại đã bắt đầu bán ra thị trường, cho cả các nhà đầu tư nước ngoài. Kế hoạch của EVN là sẽ cổ phần hóa tất cả các nhà máy hiện có của EVN, ngoại trừ các nhà máy thủy điện lớn, đa mục tiêu trong vòng 3 năm tới. Ngoài ra, EVN còn lập kế hoạch cổ phần hóa lĩnh vực phân phối điện, dự kiến cổ phần hóa 64 công ty điện lực tỉnh trên toàn Việt Nam.

Quá trình cổ phần hóa là sự cải tổ mang lại lợi ích cho Việt Nam, đặc biệt đây là một bước để tạo dựng các công ty định hướng thương mại. Tuy nhiên, quá trình cổ phần hóa của ngành điện có ảnh hưởng rất lớn trong dài hạn tới cấu trúc của ngành điện, do đó cần phải được cân nhắc kỹ lưỡng trong bối cảnh cần phải huy động vốn đầu tư từ các nhà đầu tư độc lập và cải cách tổng thể ngành điện như đã chỉ ra trong Luật Điện lực. Quy mô, lượng cổ phần nhà nước và các đặc trưng của các công ty cổ phần là những yếu tố đặc biệt quan trọng:



Nhà máy điện Phú Mỹ 2.2 – Một trong những dự án IPP thành công tại Việt Nam

- Mục tiêu tài chính của cổ phần hóa cần bao gồm việc thành lập các công ty có tình hình tài chính vững chắc trong cả ngắn hạn và dài hạn, và tối đa hóa số tiền thu được từ bán tài sản cho nhà nước. Ngoài ra, phần lớn các chương trình bán tài sản ngành điện ở các nước khác đều nhằm tìm các cổ đông chiến lược, là những cổ đông đủ mạnh để gánh vác các đầu tư mới cho việc nâng cấp và cải tạo hệ thống, và có thể đưa ra được những phương thức quản lý hiện đại và cải thiện tăng hiệu quả hoạt động. Để có thể tối đa hóa thu nhập của nhà nước từ việc bán cổ phần và đặc biệt là thu hút các nhà đầu tư chất lượng có động cơ và năng lực tiến hành các đầu tư lớn cần phải có các điều chỉnh trong chính sách về liên quan đến quyền sở hữu đa số cổ phiếu của nhà nước. Muốn thu hút các nhà đầu tư tích cực thông thường đòi hỏi phải bán đa số cổ phiếu ra ngoài.
- Mục tiêu giảm bảo lãnh và trách nhiệm của Chính phủ trong việc ký kết các hợp đồng phát triển nguồn điện mới có thể đạt được nếu khả năng chi trả của các công ty cổ phần phân phối điện (sức mạnh về tài chính và tính hiệu quả trong hoạt động phân phối và

bán lẻ) được các nhà đầu tư tư nhân đánh giá là mạnh và bền vững. Quy mô (ví dụ thị phần) và tổ hợp loại khách hàng trong từng công ty phân phối điện được cổ phần hóa cần phải đáp ứng được yêu cầu đảm bảo vững chắc về tài chính và đạt hiệu quả kinh tế theo quy mô. Một vấn đề nữa là do các hợp đồng mua điện có thời hạn dài nên cần phải tạo ra các điều khoản để có thể dự báo được doanh thu (giá bán lẻ, chi phí cho phát điện/mua buôn), căn cứ vào đó các nhà đầu tư có thể chắc chắn rằng dòng tiền chi trả đã bao gồm cả chi phí hợp đồng mua bán điện vốn nằm ngoài sự kiểm soát của các nhà đầu tư.

- Quy mô, cơ cấu và phạm vi hoạt động của các công ty cổ phần vừa mới thành lập cần phù hợp để phát triển trong thị trường điện đã đề ra. Các công ty này phải đủ mạnh để tích cực tham gia vào thị trường, đủ năng lực cạnh tranh với các thành phần khác nhưng không được có ảnh hưởng khống chế thị trường. Do sự thay đổi của cơ cấu thị trường và của ngành điện, các công ty phân phối sẽ là những động lực trong việc thu hút đầu tư vào các nguồn điện mới và như vậy nâng cao mức độ đáng tin cậy của cung cấp điện đối với khách hàng cuối cùng. Để có thể thực hiện hợp đồng trong khung thị trường, các công ty này không chỉ phải khả thi về tài chính mà còn phải có tình hình tài chính thực sự mạnh, có quy mô (thị phần) và năng lực hoạt động cũng như thương mại đảm bảo cho các hợp đồng dài hạn có độ tin cậy. Như vậy các công ty sản xuất điện sẽ sẵn sàng bán điện với mức giá hợp lý. Một công ty phân phối điện bị đánh giá là có tình hình tài chính không tốt có thể phải chịu giá bán điện cao hơn mức thông thường từ các công ty sản xuất điện.

Do tính chất quan trọng và hệ quả lâu dài của việc cổ phần hóa ngành điện đối với Việt Nam, kiến nghị các cơ quan hữu quan của Việt Nam cần tiến hành đánh giá, xem xét quá trình cổ phần hóa thí điểm của EVN và tối ưu hóa chiến lược cho các bước tiếp theo của quá trình cải tổ cổ phần hóa đã được xây dựng, cân nhắc tình hình thực tế và các kinh nghiệm thu được. Mục đích của việc thí điểm là rút ra và đánh giá kinh nghiệm trong một phạm vi hạn chế để thiết kế một chiến lược thực hiện ở phạm vi rộng và được đánh giá là tốt hơn, và giảm thiểu khả năng sai lầm hay những hệ quả không mong muốn. Cần phải đặc biệt quan tâm đến chiến lược cổ phần hóa lĩnh vực phân phối điện. Rõ ràng là có rất nhiều công ty điện lực của Việt Nam, những công ty có khu vực khách hàng phần lớn nằm ở vùng nông thôn, sẽ ở vị thế rất khó khăn trong việc duy trì tình hình tài chính vững mạnh khi tách ra khỏi những trung tâm phụ tải mang lại lợi nhuận. Để đảm bảo sự thành công của kế hoạch cải tổ ngành điện, các công ty phân phối điện phải đủ mạnh và có khả năng chi trả để có thể thành công trong việc ký kết các hợp đồng với các công ty sản xuất điện lớn⁷.

Lộ trình phát triển thị trường điện

Luật Điện lực đề ra phát triển thị trường điện thông qua 3 giai đoạn – giai đoạn thứ nhất sẽ tập trung vào cạnh tranh trong lĩnh vực phát điện, giai đoạn thứ hai là tăng thêm cạnh tranh trong cung cấp điện bán buôn bao gồm cung cấp cho các khách hàng lớn và giai đoạn cuối cùng là cạnh tranh bán lẻ. Luật dành việc xác định thời gian và thiết kế các giai đoạn cho Chính phủ quyết định. Tháng 7 năm 2005, Bộ Công Nghiệp đã sơ bộ hoàn thành Lộ trình cải cách ngành điện chi tiết. Bảng số 4 đưa ra một biểu đồ kế hoạch cơ bản.

7. EVN đã triển khai một nghiên cứu quy mô về cổ phần hóa của ngành điện do IDA tài trợ thông qua dự án SEIER, dự kiến sẽ hoàn thành trong năm 2006.

Hộp số 1: Luật Điện lực mới của Việt Nam

Quốc hội Việt Nam đã thông qua Luật Điện lực đầu tiên vào ngày 3 tháng 12 năm 2004 sau một thời gian dài chuẩn bị bản dự thảo. Luật Điện lực có hiệu lực vào ngày 1 tháng 7 năm 2005. Phạm vi chủ yếu và những điều khoản căn bản của Luật được tóm tắt dưới đây.

Nội dung của Chính sách phát triển điện quốc gia bao gồm: (i) phát triển ngành điện dựa trên việc phát triển tối ưu các nguồn lực nhằm thỏa mãn nhu cầu điện tăng nhanh; (ii) thiết lập và phát triển một thị trường điện dựa trên nguyên tắc minh bạch, công bằng và cạnh tranh lành mạnh trong khi vẫn duy trì được sự độc quyền của Nhà nước trong lĩnh vực truyền tải điện, điều độ quốc gia, xây dựng và điều hành các nhà máy điện quy mô lớn có vai trò chủ chốt trong kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng; và (iii) áp dụng khoa học và công nghệ tiên tiến nhằm cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng, bảo vệ môi trường và thúc đẩy các nguồn năng lượng mới và năng lượng tái tạo.

Các kế hoạch phát triển điện quốc gia sẽ tiếp tục được hình thành cho từng giai đoạn 10 năm với tầm nhìn cho giai đoạn 10 năm tiếp theo. Bộ Công nghiệp sẽ tổ chức việc soạn thảo kế hoạch trình Thủ Tướng phê duyệt. Chi phí cho việc lập kế hoạch sẽ được lấy từ nguồn vốn từ ngân sách trung ương. Các dự án đầu tư về điện phải nằm trong quy hoạch, trừ những trường hợp đặc biệt ngoại lệ.

Các biện pháp tiết kiệm điện sẽ được hỗ trợ gồm ưu đãi về thuế cho các sản phẩm liên quan và cho đầu tư, thực hiện các chương trình quản lý nhu cầu, những điều khoản cho phép thực hiện các tiêu chuẩn hiệu quả cho thiết bị điện, thông qua cơ chế giá theo thời gian, khuyến khích tăng hệ số tiêu chuẩn về điện, và điều khoản yêu cầu kiểm toán năng lượng. Các khuyến khích cho đầu tư, cơ chế giá và thuế ưu đãi sẽ được ban hành nhằm phát triển các nguồn năng lượng mới, năng lượng tái tạo, theo điều tiết từ phía Bộ Tài Chính

Thị trường điện sẽ được thiết lập thông qua ba cấp độ hoặc giai đoạn kế tiếp: (i) một thị trường phát điện cạnh tranh; (ii) một thị trường bán buôn điện cạnh tranh; và (iii) một thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Luật điện lực không nêu chi tiết về những điều này nhưng giao trách nhiệm cho Thủ Tướng thiết lập lộ trình phát triển và các điều kiện và thời gian tiến hành chương trình theo các giai đoạn. Thị trường điện hoàn thiện sẽ bao gồm: (i) các đơn vị sản xuất điện; (ii) các đơn vị truyền tải điện; (iii) các đơn vị phân phối điện; (iv) các đơn vị bán buôn; (v) các đơn vị bán lẻ; (vi) trung tâm điều độ quốc gia; (vii) Đơn vị quản lý các

giao dịch trên thị trường điện; và (viii) khách hàng sử dụng điện. Quyền và trách nhiệm của các đơn vị này được định rõ. Điện có thể được mua và bán thông qua các hợp đồng có thời hạn giữa bên mua và bên bán, hoặc thông qua thị trường giao ngay do cơ quan quản lý thị trường điện giám sát. Luật điện đã đề ra phạm vi cơ bản, khung thanh toán và những yêu cầu về đo đếm cho các hợp đồng có thời hạn, nhưng các yếu tố của thị trường giao ngay đang được để mở để xác định trong tương lai.

Những điều khoản cho chính sách về biểu giá điện bao gồm hướng dẫn giảm dần và xóa bỏ bù giá chéo cho tiêu dung dân sinh từ lĩnh vực sản xuất công nghiệp và điều khoản tự quyết định về giá mua bán điện trên thị trường trong phạm vi khung điện lực và biểu giá do Nhà nước quy định. Biểu giá bán lẻ điện sẽ do Thủ Tướng Chính phủ phê duyệt. Cơ quan Điều tiết Điện lực mới sẽ hỗ trợ Bộ trưởng Bộ Công nghiệp xây dựng đề xuất biểu giá bán lẻ. Khung giá cho các đơn vị trên thị trường điện sẽ do Cơ quan Điều tiết Điện thẩm định và do Bộ Trưởng Bộ Công nghiệp phê duyệt.

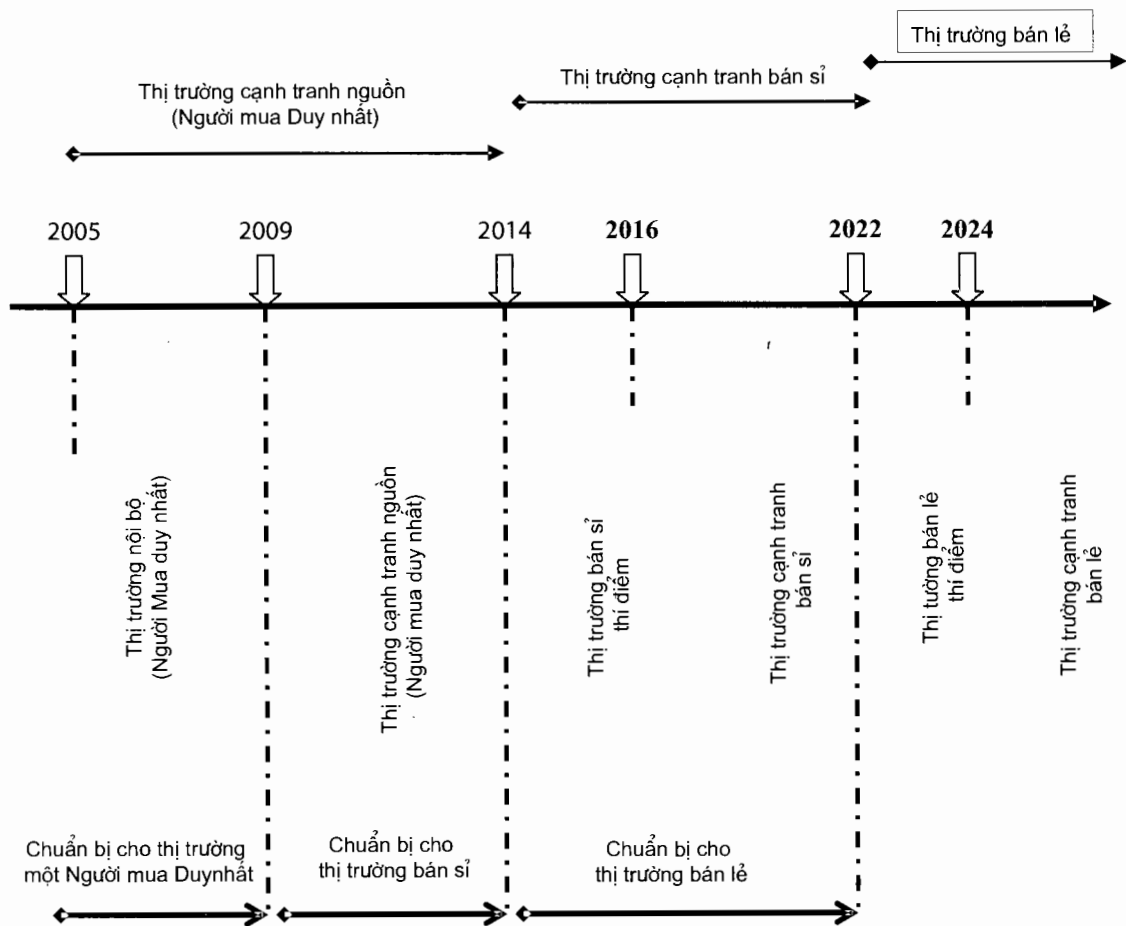
Việc cấp phép cho các hoạt động trong ngành điện liên quan đến hệ thống điện quốc gia do Bộ Công nghiệp thực hiện, còn các hoạt động quy mô nhỏ hơn thuộc trách nhiệm của Ủy ban Nhân dân các Tỉnh. Luật đưa ra các điều khoản về bảo vệ thiết bị và công trình điện và an toàn điện. Luật quy định rằng Nhà nước sẽ hỗ trợ cho các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực điện nông thôn, những nơi mà kinh doanh và đầu tư trong lĩnh vực điện được đánh giá là không khả thi về tài chính và hỗ trợ cho các hộ gia đình ở nông thôn những người cần được bao cấp theo các chính sách xã hội.

Luật quy định việc thành lập Cơ quan Điều tiết Điện lực để hỗ trợ Bộ trưởng Bộ Công nghiệp thực hiện các chức năng điều tiết điện được giao phó cho Bộ trưởng. Lĩnh vực hoạt động chủ yếu của Cơ quan này là tập trung vào các vấn đề được đề cập trong Luật nhằm trợ giúp Bộ trưởng như: (i) thiết lập các quy định cho hoạt động của thị trường điện cạnh tranh và hướng dẫn thực hiện; (ii) xem xét và đề xuất giải pháp liên quan đến cung và cầu cho toàn ngành; (iii) giám sát và phê duyệt cấp phép; (iv) giám sát kết nối, ngừng cung cấp hoặc các chính sách ngừng cung cấp điện; (v) xem xét và thực hiện các khung giá điện, đề xuất giá bán lẻ cho Chính phủ; (vi) giám sát sự phát triển hệ thống điện theo kế hoạch đã được duyệt; (vii) kiểm tra việc thực hiện các chính sách giá điện đã được duyệt; và (viii) xem xét các khiếu nại và kêu gọi phát triển trong thị trường điện.

Giai đoạn I của Lộ trình bao gồm việc thiết lập và vận hành của một thị trường cạnh tranh trong lĩnh vực cung cấp điện từ những những nhà máy phát điện hiện có và mới bán buôn cho một Đơn vị mua điện duy nhất. Sau đó Đơn vị mua duy nhất sẽ cung cấp điện cho các công ty phân phối và những khách hàng quy mô lớn. Thị trường sản xuất điện dự kiến hoạt động từ năm 2009, hoạt động dưới hình thức Đơn vị mua duy nhất trong khoảng 5 năm. Mô hình Đơn vị mua duy nhất căn bản được dự kiến tương tự như mô hình được thực hiện tại Trung Quốc đầu năm 2002. Tại Việt Nam, hoạt động của một thị trường phát điện cạnh tranh sẽ bao gồm: (i) các công ty phát điện bán điện cho hệ

thống, phần lớn thông qua các hợp đồng nhưng cũng bán qua thị trường giao ngay; (ii) phát triển một công ty truyền tải, trên cơ sở hợp nhất bốn công ty hiện hành; (iii) phát triển Trung tâm Điều độ Quốc gia thành cơ quan Điều độ Hệ thống; (iv) giao trách nhiệm và chức năng cho Đơn vị mua Duy nhất bao gồm ký kết hợp đồng mua bán buôn điện với các nhà cung cấp và các bên mua; và (v) phát triển cơ quan Điều độ Thị trường nhằm quản lý và giải quyết các giao dịch trên thị trường giao ngay. Lộ trình không yêu cầu các công ty phân phối tham gia vào thị trường trong giai đoạn I, nhưng lộ trình chỉ rõ rằng đối với các công ty này thì điều quan trọng là phải tăng định hướng thương mại, nắm vững

Hình 4:
Lộ trình cho Phát triển Thị trường điện Việt Nam



Nguồn: Đề xuất Lộ trình cải cách Bộ Công Nghiệp, tháng 4 năm 2005.

kỹ năng thương mại và ký kết hợp đồng và phát triển như một công ty đích thực.

Bước đầu tiên của giai đoạn 1, cần tiến hành càng sớm càng tốt, là tạo một thị trường nội bộ “thử nghiệm” trong nội bộ hệ thống của EVN. Thị trường nội bộ sẽ bao gồm các nhà máy phát điện hiện có do EVN sở hữu, hoặc là các công ty cổ phần do EVN sở hữu đa số cổ phần. Các vấn đề chủ yếu bao gồm minh bạch về mặt pháp lý, các định nghĩa về tài chính cho các nhà máy điện khi hoạt động như một đơn vị riêng biệt, định nghĩa về thiết kế và các luật lệ của thị trường, làm rõ các vấn đề về điều tiết và pháp lý, và thu thập kinh nghiệm từ các bên dựa trên cơ cấu hoạt động của thị trường. Dựa trên kinh nghiệm này, cộng với cải cách thể chế cần thiết để cho phép thị trường thực sự hoạt động, sự cạnh tranh giữa các nhà máy điện hiện có và các nhà máy khác sẽ bắt đầu vào cuối giai đoạn 1.

Mở rộng cạnh tranh bán buôn bắt đầu trong giai đoạn 2 bằng cách chuyển từ mô hình một người mua duy nhất sang thị trường với sự tham gia của nhiều người mua buôn và bán buôn. Các công ty phân phối và các khách hàng lớn được nối và cung cấp điện trực tiếp từ hệ thống truyền tải sẽ trở thành những người chơi độc lập trên thị trường, ký kết hợp đồng cung cấp với các công ty phát điện (và có thể là các nhà cung cấp điện bán buôn khác hoặc các nhà nhập khẩu điện quy mô vùng, nếu được phép). Kế hoạch hiện tại là tiến tới giai đoạn này vào khoảng năm 2014, khởi đầu thí điểm hạn chế tại một vài nơi.

Giai đoạn 3 sẽ bao gồm cạnh tranh cho các khách mua bán lẻ, những người này sẽ tiếp cận được với các công ty cung cấp điện khác nhau. Giai đoạn này dự kiến bắt đầu vào khoảng năm 2022, khởi đầu với thực hiện thí điểm tại một vài địa phương và sẽ mở rộng dần. Một hạn mức sử dụng điện sẽ được đặt ra để xác định những khách hàng có quyền chọn nhà cung cấp và phương thức mua điện. Tùy thuộc vào kết quả và quá trình triển khai, hạn mức này sẽ được

giảm dần để tiến tới hoàn toàn cạnh tranh trong thị trường bán lẻ.

Những vấn đề tiềm ẩn quan trọng của quá trình cải tổ

Với việc Luật điện lực được thông qua và qua những cuộc thảo luận về Lộ trình cải cách, những vấn đề tiềm ẩn trong phát triển một thị trường điện thực thụ cho toàn ngành điện đã dần từng bước hình thành rõ nét nhưng có lẽ vẫn chưa hoàn toàn rõ ràng đối với tất cả các bên. Có bốn điểm cần nhấn mạnh là:

- **EVN sẽ cần được chia thành những công ty thực sự riêng biệt.** Mô hình hiện nay của EVN như là công ty chủ quản của toàn bộ tài sản nhà nước trong ngành điện không nên tiếp tục duy trì nếu muốn đạt tới sự cạnh tranh thực sự giữa các đơn vị phát điện hiện có và mới thành lập, và sau nữa, là cạnh tranh trong cung cấp điện năng sỉ và lẻ. Thị trường cần sự độc lập giữa những công ty tham gia thị trường để tránh những mâu thuẫn lợi ích hoặc thông đồng tiềm tàng có thể xảy ra. Nếu các đơn vị phát điện độc lập, hoạt động trên cơ sở thương mại được yêu cầu cạnh tranh với các đơn vị phát điện thuộc sở hữu nhà nước, cần phải thuyết phục họ rằng những đơn vị phát điện thuộc sở hữu nhà nước không hề có đặc quyền gì đối với người mua, bằng không họ sẽ không tin tưởng hệ thống.
- **Giá điện dự kiến sẽ không giảm trong thời gian ngắn.** Kinh nghiệm quốc tế cho thấy các lợi ích chính của thị trường cạnh tranh chỉ có thể đạt được khi các khách hàng lớn và các công ty phân phối điện có thể ký hợp đồng trực tiếp với các công ty sản xuất điện trong một môi trường cạnh tranh. Các lợi ích chính có được là do khách hàng có quyền lựa chọn. Mặc dù có thể xem xét triển khai cạnh tranh trong bán sỉ điện cho các công ty phân phối điện và các khách hàng lớn sớm hơn kể

hoạch của Lộ trình (ví dụ năm 2014), nhưng sẽ có một khối lượng lớn các công việc chuẩn bị cần phải được hoàn thành trước khi đưa vào thị trường này. Như vậy, trong ngắn hạn, giá dự kiến sẽ có xu hướng tăng nhẹ, và những yếu tố quan trọng nhất ảnh hưởng đến mức độ tăng giá điện có thể là (i) mức độ thành công trong đấu thầu cạnh tranh cho các hợp đồng IPP, (ii) mức độ tăng giá nhiên liệu; (iii) mức độ thành công trong việc duy trì sự phát triển ngành theo kế hoạch với chi phí tối thiểu, bất chấp áp lực do thiếu điện năng; (iv) mức độ thành công trong dịch chuyển nhu cầu trong giờ cao điểm - có chi phí cấp điện cao, sang giờ thấp điểm - có chi phí cấp điện thấp, và (v) việc cải thiện hiệu quả của hệ thống lưới điện và các hệ thống điều độ, hiện nằm dưới sự sở hữu của EVN.

- **Sự thiếu điện năng hiện tại và trong tương lai mang thêm những thách thức bổ sung cho quá trình cải cách.** Việc đưa cạnh tranh vào ngành trong thời điểm thiếu điện năng có xu hướng đẩy giá điện lên, dẫn đến yêu cầu cần phải có những giải pháp cụ thể để giảm thiểu những hành vi chạy theo lợi nhuận một cách thái quá. Với kế hoạch hiện tại là tập trung vào một thị trường nội bộ thử nghiệm trong thời gian sắp tới, có thể việc này không phải là một vấn đề lớn khi mà thị trường cạnh tranh thực sự ra đời. Thêm vào đó, nếu được thiết lập đúng cách, quyền lựa chọn của người tiêu thụ có thể trở thành một phương tiện hữu hiệu để tìm cách phân bổ sự thiếu hụt điện và/hoặc giải quyết sự thiếu hụt này. Ở Trung Quốc vào cuối thập kỷ 80 và đầu thập kỷ 90 của thế kỷ 20, việc các nhà tiêu thụ lớn tự nguyện trả mức giá cao hơn (giá đặc biệt) hoặc thực hiện các hình thức đóng góp khác cho các khoản đầu tư mới vào các nhà máy điện, đổi lại họ được đảm bảo mức điện năng cung cấp trong giai đoạn thiếu điện, chính là một yếu tố quan trọng nhất để vượt qua những giai đoạn

thiếu hụt điện năng trên phạm vi toàn quốc.

Các vấn đề khác có thể nảy sinh nếu những tài sản không đạt hiệu quả kinh tế, nếu xét trên quan điểm dài hạn, được xây dựng gấp trong thời gian ngắn dưới dạng các tài sản thuộc sở hữu của nhà nước để đáp ứng những nhu cầu cấp thiết về điện năng trong thời điểm thiếu điện. Khi vượt qua được giai đoạn thiếu điện, điều này sẽ nảy sinh những vấn đề đầu đầu bởi những tài sản mới này sẽ gặp khó khăn trong việc tham gia cạnh tranh trong thị trường.

- **Gia tăng độ linh hoạt và khả năng dự đoán trước việc định giá điện bán lẻ cần được đưa vào dần dần.** Bằng việc thực hiện một thị trường phát điện thực sự cạnh tranh, và hơn thế nữa với việc tăng cường cạnh tranh trong bán buôn, tính linh hoạt trong xác định biểu giá bán lẻ cần phải được đưa vào hệ thống. Khi mà giá điện năng đầu vào cung cấp cho hệ thống tăng giảm theo tác động của thị trường, nhưng giá mà người sử dụng cuối cùng phải trả lại cố định, các nhà cung cấp trung gian sẽ ở vào tình thế bị ép đến phá sản hoặc lại được hưởng lợi nhuận quá mức. (Kinh nghiệm quốc tế cho thấy ví dụ của cả hai trường hợp này)

Một số đề xuất và lựa chọn chiến lược chính

Nên triển khai xem xét một cách nghiêm túc khả năng cho phép các công ty phát điện ký kết hợp đồng với các khách hàng lớn và/hoặc với các công ty phân phối điện ở giai đoạn sớm hơn so kế hoạch hiện nay. Mục đích chính của quá trình cải cách là tăng tính hiệu quả thông qua cạnh tranh trên thị trường, và yếu tố quyết định sự cạnh tranh trên thị trường là quyền lựa chọn của khách hàng. Các lợi ích chính của quá trình cải cách chỉ đạt được khi các khách hàng lớn và công ty phân phối điện có thể ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với các nhà sản xuất. Ngoài ra, việc sử dụng duy nhất hệ thống một người mua trong một thời gian dài vẫn có những hạn

ché nhất định. Kinh nghiệm của Trung Quốc gần đây cho thấy, hệ thống này có thể tạo ra những quyền lợi được đảm bảo bất di bất dịch và sự không cân bằng về giá, những đặc điểm này sau đó đã trở thành những nhân tố cản trở bước cải tổ tiếp theo. Nếu có thể triển khai ít nhất một vài hợp đồng mua bán điện trực tiếp giữa các khách hàng lớn và nhà sản xuất có thể đảm bảo rằng quá trình cải tổ đang đi đúng hướng với các lợi ích chính cuối cùng vẫn nằm trong tầm kiểm soát.

Giai đoạn chuẩn bị cho quá trình cải tổ, bao gồm tất cả các hoạt động hiện đang được đề xuất trong Lộ trình, rất cần thiết cho thành công của cải tổ và cần có thời gian để thực hiện. Kế hoạch chi tiết cho quá trình triển khai cần phải được chuẩn bị trước khi thực sự triển khai. Những vấn đề liên quan đến cấu trúc của ngành điện và vai trò của các bên tham gia khác nhau là những vấn đề chính và phức tạp nhất, những vấn đề này cần phải được làm rõ để trên cơ sở đó đưa ra những quyết định quan trọng. Để thành công thường cần có một chương trình thông tin có quy mô lớn và hiệu quả để giúp người tiêu dùng và công chúng hiểu rõ mục đích và quá trình cải cách.

Cần phát triển ERAV và làm rõ mối quan hệ của cơ quan này với các bên khác nhau: nếu độ tin cậy của ERAV không được làm rõ sẽ dẫn đến khó khăn trong triển khai cải tổ một cách hiệu quả. Cố gắng đốt cháy giai đoạn chuẩn bị thực sự nguy hiểm và rất ít khi mang lại lợi ích trong dài hạn. Tuy nhiên, thời điểm quyết định trước sau cũng phải tới, khi mà sự chuyển dịch căn bản từ cách tiếp cận theo mô hình tập trung mệnh lệnh sang cơ chế thị trường được tiến hành. Cuối cùng thì vẫn phải quyết định dứt điểm để chọn lấy một trong hai cách tiếp cận. Khi công tác chuẩn bị đã hoàn thành và Việt Nam đã sẵn sàng cho thị trường điện, kiến nghị quá trình cải tổ nên được triển khai một cách nhanh chóng, bao gồm cả cho phép ký kết hợp đồng trực tiếp giữa nhà sản xuất và khách hàng.

Một số lựa chọn chủ yếu nên được xem xét và thảo luận trong thời gian tới, có cần nhắc đến các hệ quả chiến lược, bao gồm:

- *Lĩnh vực phân phối điện của Việt Nam nên được tái tổ chức như thế nào?* Cùng với bắt đầu quá trình cổ phần hóa các công ty phân phối điện, nhất thiết cần phải nghiên cứu mô hình tổ chức tối ưu cho lĩnh vực phân phối điện trong trung hạn và dài hạn. Điều này bao gồm vai trò của các công ty điện lực, các công ty dịch vụ điện quy mô tỉnh và các công ty phân phối ở vùng nông thôn. Để đảm bảo sự thành công của quá trình cải tổ, bao gồm cả thu hút đầu tư vào phát điện với yêu cầu bảo lãnh thấp nhất từ Chính phủ, các công ty phân phối phải có tình hình tài chính vững mạnh và ổn định. Đây là vấn đề quan trọng cần phải giải quyết trong năm 2006.
- *Tài sản Nhà nước trong ngành điện nên được tổ chức như thế nào?* Các thể chế chính do Nhà nước sở hữu cần cho sự vận hành của thị trường phát điện cạnh tranh gồm (a) các cơ quan chịu trách nhiệm quản lý tài sản của nhà nước trong lĩnh vực phát điện, (b) công ty truyền tải, (c) cơ quan vận hành hệ thống, (d) cơ quan quản lý thị trường, (e) đơn vị mua duy nhất (tạm thời), và (f) các công ty phân phối. Những thể chế này có thể được cơ cấu và nhóm lại theo nhiều cách. Tuy nhiên, theo quan điểm của nhóm nghiên cứu của Ngân hàng thế giới, các cơ quan chịu trách nhiệm quản lý tài sản của nhà nước trong lĩnh vực phát điện cần phải được tách biệt hoàn toàn với các cơ quan khác, để bảo đảm một sân chơi bình đẳng. Cách thức đơn giản nhất để hiện thực hóa điều này là tổ chức các nhà máy điện thành một số công ty phát điện thuộc sở hữu nhà nước. Như đề cập trong bản lộ trình 2006, có một nguyên tắc chung quan trọng là bảo đảm rằng không một công ty đơn lẻ nào được nắm giữ hơn 25%

tổng tài sản phát điện, nhằm bảo đảm tính cạnh tranh. Đối với các thể chế khác, một số đơn vị có thể được sát nhập, tuy nhiên trong dài hạn các hình thức kết hợp khác nhau sẽ có những ưu điểm và nhược điểm khác nhau, do vậy cần được nghiên cứu cẩn thận và được quyết định trước khi cổ phần hóa.

- Trong trung hạn, các dự án và hợp đồng IPP sẽ được thực hiện và quản lý như thế nào? Đảm bảo được vài nghìn MW từ các IPP mới, bằng nguồn vốn bên ngoài, có tầm quan trọng đặc biệt đối với ngành điện, và việc tiến hành cải cách trong thời gian tới sẽ phải hỗ trợ mục tiêu này. Điều quan trọng là cần phải làm rõ một cách chính xác ai là người chịu trách nhiệm triển khai các hợp đồng với các IPPs, và những hợp đồng này sẽ được quản lý như thế nào trong cả hiện tại và tương lai - Sự không chắc chắn về những thay đổi trong tương lai cho những thể chế chưa được xác định hoàn toàn không mang lại lợi ích.

Cần phải đảm bảo sự cân bằng giữa nhu cầu thu hút đầu tư tư nhân vào phát triển nguồn điện mới và sự cần thiết tiến tới thị trường điện một vững chắc và suôn sẻ. Các nhà đầu tư tư nhân phải đảm bảo trong trung hạn dòng tiền để có thể huy động vốn cho dự án. Các hợp đồng mua bán điện mới nhất thiết phải cân nhắc đến vấn đề này. Thêm vào đó, một điều rất quan trọng là phải đảm bảo được độ an toàn trong cung cấp điện của hệ thống và đảm bảo công suất dự phòng thích đáng cho hệ thống cung cấp điện vốn phụ thuộc một phần vào các nhà máy thủy điện do đó chịu ảnh hưởng của tình hình hạn hán. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy có thể giảm thiểu lo ngại của các nhà đầu tư IPP và các tổ chức tài chính, và đảm bảo mức độ an toàn cung cấp điện, thông qua thị trường điện được thiết kế cẩn thận. Ví dụ, ưu tiên việc cung cấp điện đáp ứng nhu cầu phụ tải thông qua các hợp đồng mua bán điện và hạn chế trao

đổi điện dưới hình thức trao ngay trong một phần nhỏ của thị trường.

Không chỉ các vấn đề nêu trên mà cả những vấn đề khác cũng cần được nghiên cứu kỹ lưỡng. Tuy nhiên cũng rõ ràng rằng những bên khác nhau sẽ có cách nhìn nhận khác nhau về cách tốt nhất để quản lý những hệ quả của các lựa chọn. Cần cân nhắc thấu đáo để đảm bảo rằng lợi ích thiết thực của các khách hàng - vốn là mục đích của quá trình cải cách đang được lập kế hoạch, không bị mất đi cho những lợi ích được đảm bảo của các bên tham gia thị trường có thể lợc.

Điều tiết kinh tế ngành điện

Luật Điện yêu cầu thành lập một ERAV, cơ quan này sẽ hỗ trợ Bộ Công nghiệp thực hiện tất cả các chức năng điều tiết cần thiết cho việc vận hành ngành công nghiệp điện và thị trường điện. Một nhóm công tác đã thiết lập cơ cấu tổ chức cơ sở, các kế hoạch nhân sự, và phạm vi hoạt động cho ERAV trong nửa đầu năm 2005, và ERAV đã được Thủ tướng ra quyết định thành lập sau đó vào cuối năm 2005.

Như đã mô tả trong Hộp 1, phạm vi hoạt động của ERAV như quy định trong Luật bao gồm các nhiệm vụ theo với tiêu chuẩn của bất cứ một cơ quan điều tiết nào. Tuy nhiên, ERAV không phải là một cơ quan độc lập với Chính phủ, theo nghĩa là Bộ Công nghiệp vẫn điều khiển cơ quan này. Thêm vào đó, việc phê duyệt giá bán lẻ vẫn còn là đặc quyền của Thủ tướng. Trong điều kiện đó, mà nhiều người cho là thích hợp trong điều kiện hiện nay của Việt Nam, ERAV vẫn có thể và nên trở thành một chủ thể quan trọng trong nền công nghiệp điện từ thời điểm này, và ở vị trí thích hợp để có thể đưa ra những hướng dẫn và giám sát cần thiết một cách khách quan và mạnh mẽ về mặt kỹ thuật. Hai yếu tố quan trọng quyết định mức độ thành công của cơ quan mới này gồm (i) khả năng của cơ quan này tự biến nó thành một cơ

quan khách quan, chịu trách nhiệm thực thi luật quốc gia, với sự ủy nhiệm được thừa nhận bởi tất cả các bên liên quan, và hoạt động như một cơ quan độc lập, tách khỏi các công việc thường xuyên và các cơ quan trực thuộc Bộ Công nghiệp, và (ii) chứng minh một cách rõ ràng năng lực về mặt kỹ thuật trong việc giải quyết các vấn đề phức tạp liên quan đến điều tiết ngành điện. Qua cân nhắc những vấn đề nêu trên, các đề xuất sau nên được xem xét khi ERAV bước vào năm hoạt động đầu tiên:

- **Cơ quan Điều tiết Điện lực nên được thiết lập như một cơ quan riêng biệt độc lập với các vụ chức năng của Bộ Công nghiệp.** Để thực hiện các chức năng của mình một cách hiệu quả, ERAV phải được các chủ thể của thị trường công nhận là cơ quan duy nhất đại diện cho Chính phủ chịu trách nhiệm giám sát điều tiết ngành công nghiệp và thị trường điện. Nếu ERAV hoạt động mà không có một chức danh riêng biệt cùng và tính độc lập cao, thì đối với các bên của thị trường Bộ Công nghiệp là cơ quan điều tiết, còn ERAV sẽ chỉ là một vụ nữa trực thuộc Bộ Công nghiệp. Do đó, kiến nghị nguồn kinh phí hoạt động cho ERAV nên được tách biệt khỏi Bộ Công nghiệp, và tốt nhất nên được lấy từ phí cấp giấy phép và thực hiện các chức năng của ERAV. Tốt nhất là các giấy phép liên quan và đặc biệt là các quyết định điều tiết được ban hành dưới tên của ERAV có chứng thực đã được Bộ phê duyệt trong tài liệu để phù hợp với các quy định về mặt luật pháp. Mối quan hệ giữa ERAV và các vụ/ban thuộc Bộ Công nghiệp cũng cần được xác định theo hướng tạo khoảng cách nhất định giữa các bên.
- **Xây dựng và công bố một chương trình làm việc rõ ràng, cụ thể.** Để phát đi thông điệp về vai trò của ERAV trong những tháng tới và sự ưu tiên cho vấn đề điều tiết, ERAV cần công bố một chương trình làm việc. Chương trình này cần nêu các nhiệm vụ, và đặc biệt

là các giấy phép và các quy định sẽ được ban hành và một lịch trình cho các nhiệm vụ trên, có thể, trong khoảng 18 tháng tiếp theo. Chương trình này nên được thường xuyên cập nhật.

- **Phát triển và đào tạo cán bộ là nhiệm vụ chính cần được ưu tiên.** Trong tình hình thực tế của Việt Nam, ERAV dường như khó có khả năng tuyển dụng được cán bộ có kinh nghiệm về hoạt động điều tiết. Vì vậy, đào tạo cán bộ là tối quan trọng và cần phải lập kế hoạch cụ thể với sự hỗ trợ từ bên ngoài. Hoàn hảo về kỹ thuật là một yếu tố quan trọng trong việc tạo lập danh tiếng vững chắc đối với các bên hoạt động trong ngành công nghiệp điện.
- **Quy trình rõ ràng về thu thập thông tin và giám sát cần được thống nhất giữa các bên tham gia thị trường.** Thông tin từ toàn ngành là một yêu cầu cơ bản cho nhiệm vụ điều tiết. Để ERAV có thể thực hiện các nhiệm vụ của mình nêu trong Luật điện và trong quyết định của Thủ tướng, ERAV phải nhận được một khối lượng lớn các số liệu chính xác và nhanh chóng. Những dữ liệu này phải được cung cấp thường xuyên và theo định dạng thích hợp từ các đơn vị hoạt động trong ngành điện trên phạm vi cả nước. ERAV cần xây dựng những yêu cầu cơ bản, các biểu mẫu và thời gian thu thập, và cần phải phối hợp với các bên trong ngành để đảm bảo quá trình thực hiện một cách hiệu quả. Hậu quả của việc không cung cấp một cách đầy đủ, chính xác và đúng thời hạn các thông tin cũng cần được thiết lập rõ ràng.
- **Quyền buộc phải thi hành cần được xác định rõ.** Các điều khoản pháp lý hiện hành không chỉ rõ làm thế nào để đảm bảo được việc thi hành các quyết định về điều tiết. Vấn đề này cần được đưa ra một cách khẩn cấp, nếu không ERAV sẽ không được coi trọng. ERAV cần được giao quyền hợp pháp yêu cầu các nhà điều hành cung cấp những

thông tin cần thiết để thực hiện trách nhiệm của mình.

- **Cần định rõ cơ cấu giải quyết tranh chấp.** Theo Luật Điện lực, phân xử tranh chấp trong nội bộ ngành là một trong những chức năng của ERAV. Cần có điều khoản về các bước tiếp theo trong trường hợp ERAV không có khả năng giải quyết tranh chấp làm hài lòng cả hai bên và khi có các khiếu kiện về quyết định của ERAV.

Tóm tắt các đề xuất

Các kiến nghị đối với Chính phủ Việt Nam và EVN đã được trình bày chi tiết trong báo cáo. Phần này sẽ tóm tắt những kiến nghị đã nêu ở trên với chỉ dẫn đến phần báo cáo chính đề cập đến vấn đề được kiến nghị. Những kiến nghị liên quan đến hành động trong năm 2006 và 2007 được trình bày trong mục “Kiến nghị trong ngắn hạn”

Kiến nghị trong ngắn hạn

- (i) Do hiện nay Tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam 6 đang được hoàn thành, các phân tích trong Tổng sơ đồ nên có (a) các phân tích độ nhạy về tổ hợp giữa nguồn nhiệt điện than và nhiệt điện khí, đặc biệt là sử dụng các giả định về giá nhiên liệu phản ánh đúng chi phí thực cho Việt Nam, (b) phân tích tác động của tốc độ tăng trưởng thấp hơn dự báo đối với tiến độ triển khai nguồn điện, và (c) phân tích vai trò của biện pháp quản lý nhu cầu DSM. Những công việc này đã được triển khai thực hiện từ cuối năm 2005.
- (ii) Cần phải tăng giá bán lẻ trung bình nhằm trang trải chi phí gia tăng do thiếu hụt công suất phát và sụt giảm sản lượng điện của thủy điện, và đặc biệt do sự cần thiết tăng doanh thu cho đầu tư vào ngành điện. Gia tăng giá điện tốt nhất là nên tập trung vào các loại tiêu dùng sinh hoạt.
- (iii) Một khung tiêu chuẩn về đấu thầu cạnh tranh cho một loạt dự án điện IPP dưới hình thức BOT cần được thiết lập và áp dụng cho một vài trường hợp thí điểm. Sau khi có các phân tích và xây dựng được sự đồng thuận, khung này cần bao gồm một phương thức có thể chấp nhận được về cung cấp bảo lãnh của Chính phủ, hòa nhập các IPP vào thị trường điện trong tương lai và thiết kế hợp đồng mua bán điện (PPA). Công việc này nên có mức độ ưu tiên cao và nên bắt đầu trong nửa đầu năm 2006.
- (iv) Cần có các nỗ lực tích cực để phối hợp các bên có vai trò chính và những bên quan tâm trong việc triển khai tổ hợp mở khí-đường ống dẫn khí-nhà máy điện mới, bao gồm cả tổ hợp Ô môn, để phát triển các tổ hợp phát điện sử dụng khí mới càng nhanh càng tốt. Chính phủ cần giám sát chặt chẽ các nhà máy điện do các nhà cung cấp nhiên liệu sở hữu, nhấn mạnh việc tách riêng doanh thu từ bán điện và nhiên liệu.
- (v) Cơ quan chức năng của Chính phủ nên xem xét lại kinh nghiệm thí điểm cổ phần hóa của EVN tới thời điểm hiện tại và xây dựng các chiến lược tối ưu cho các bước tiếp theo của cổ phần hóa ngành điện, đặc biệt là đối với lĩnh vực phân phối điện. Một vấn đề là phải chú ý đến việc thành lập được những công ty cổ phần mới vững mạnh tài chính và có uy tín, và xây dựng cho được những cơ sở tốt nhất cho sự phát triển của thị trường điện trong tương lai.
- (vi) ERAV đang hoạt động trong năm đầu tiên nên cần thiết phải xây dựng phát triển cán bộ, các chu trình thủ tục làm việc, chương trình làm việc trong ngắn hạn và trung hạn, làm rõ mối quan hệ giữa ERAV và đơn vị chủ thể khác, và phát triển và thống nhất một hệ thống thông tin và báo cáo. Các hỗ trợ quốc tế cho vấn đề này đang được xúc tiến.

- (vii) Cần triển khai các hoạt động xem xét và hoàn thiện việc triển khai các dự án thủy điện, đặc biệt là các vấn đề liên quan đến tái định cư và quản lý môi trường. Các hỗ trợ quốc tế cho vấn đề này đang được xúc tiến.
- (viii) Chương hình quản lý nhu cầu DSM của Việt Nam nên tiếp tục được triển khai quyết liệt do đây là một giải pháp có chi phí thấp nhất để cung cấp thêm những dịch vụ điện thông qua hiệu quả cao hơn. Chương trình này cũng bao gồm những nỗ lực mạnh mẽ nhằm xây dựng đơn vị thể chế theo định hướng vận hành vào trong hệ thống của EVN.

Kiến nghị trong dài hạn

- (i) Kế hoạch của Việt Nam nhằm chia nhỏ ngành điện và thiết lập một thị trường điện là một trong những nỗ lực được đánh giá cao nhất nhằm nâng cao hiệu quả thông qua cạnh tranh. Liên quan đến Lộ trình hiện tại, khả năng triển khai hợp đồng trực tiếp giữa các nhà sản xuất điện và các khách hàng lớn và/hoặc các công ty truyền tải có thể tốt nhất nên được triển khai sớm hơn trong quá trình cải tổ. Kiến nghị triển khai lập kế hoạch sớm và xây dựng sự đồng thuận cần thiết liên quan đến chi tiết của quá trình tái cơ cấu các đơn vị do EVN đang nắm giữ để phù hợp nhất với lợi ích trong dài hạn của ngành điện và quá trình cải tổ. Triển khai cải tổ cơ cấu của ngành điện một cách đồng bộ và phù hợp, chi tiết quá trình thực hiện và hiểu rõ thủ tục tiến hành và mong đợi của các bên tham gia là tối quan trọng trong giai đoạn chuẩn bị, đòi hỏi có thời gian và nỗ lực mạnh mẽ. Sự phối hợp giữa EVN và ERAV đóng vai trò quan trọng bao gồm trong cả thiết lập và vận hành một thị trường thử nghiệm.
- (ii) Chương trình cổ phần hóa của Việt Nam cần được triển khai hài hòa với kế hoạch cải

tổ ngành điện và phát triển của thị trường điện. Cần phải chú ý tới làm thế nào để đạt được lợi ích lớn nhất cho Chính phủ từ các tài sản sẽ được cổ phần hóa và hấp dẫn các nhà đầu tư có khả năng gánh vác nhu cầu lớn về đầu tư mới.

- (iii) Khi khung đấu thầu cạnh tranh áp dụng BOT IPP đã được xây dựng thỏa đáng thì điều quan trọng là áp dụng khung này cho một loạt các dự án mới trong trung hạn.
- (iv) Một khi Tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam lần thứ 6 được hoàn thành thì điều quan trọng là Chính phủ sẽ tiếp tục xem xét lại chi phí tương đối và mức độ ưu tiên, đặc biệt là giữa các nhà máy nhiệt điện than và khí, trước khi phê chuẩn các dự án phát triển nguồn điện lớn, để đảm bảo phương án phát triển có chi phí thấp nhất trên quan điểm quốc gia. Các đánh giá thường xuyên cũng nên bao gồm đánh giá các cam kết mua bán điện (PPA) hiện có, và ảnh hưởng của chúng tới hệ thống và mối quan hệ với mức độ tăng trưởng phụ tải thực tế, chứ không phải là dự báo để đảm bảo rằng những cam kết mới là phù hợp nhất. Ngoài ra cũng cần xem xét khả năng sử dụng các mô hình hiện đại và hoàn thiện hơn để mô phỏng các dự án thủy điện.
- (v) Chính phủ nên thường xuyên xem xét giá bán lẻ điện và điều chỉnh để đảm bảo không chỉ ngành điện có tình hình tài chính ổn định mà còn có đủ doanh thu cho các đầu tư mới. Ngoài ra, Chính phủ nên nghiên cứu cho phép nâng cao hơn nữa tính linh động trong xác lập giá bán lẻ, cho phép giá điện thay đổi theo vùng tùy theo chi phí cung cấp và cuối cùng là tuân theo tác động của thị trường như là một tất yếu của hệ thống thị trường điện, trong khi vẫn cho phép xác định giá điện có tính đến yếu tố xã hội khi thích hợp cho các hộ gia đình có thu nhập thấp.
- (vi) Phát triển các nhà máy nhiệt điện khí để

đáp ứng nhu cầu của đất nước sẽ yêu cầu tiếp tục sự hợp tác giữa các bên từ các ngành công nghiệp khác nhau và Chính phủ. Ngoài ra, một điều rất quan trọng là Việt Nam cần duy trì một khuôn khổ chính sách hấp dẫn thông qua các điều chỉnh khi cần thiết sao cho các công ty quốc tế tiếp tục công tác thăm dò và xác định trữ lượng dầu khí.

(vii) ERAV cần nhận được hỗ trợ mạnh từ phía Chính phủ để phát triển vai trò và uy tín của mình trong thị trường, với một vị trí khác biệt không giống như các đơn vị khác của Bộ Công nghiệp, với một lực lượng cán bộ mạnh, có năng lực và với một nguồn tài

chính vững chắc với nguồn thu từ các hoạt động chức năng của mình.

(viii) Việt Nam có thể gia tăng lợi ích của việc trao đổi năng lượng với các nước láng giềng thông qua phát triển Khu vực Mê Công lớn (GMS), một hệ thống mà Việt Nam đang rất quan tâm và đang thâm gia tham gia và hỗ trợ mang tính chiến lược.

(ix) Chính phủ nên có những nghiên cứu hoàn thiện về các phương án giá than nội địa và thay cho cải tổ ngành than cho phép phát triển một thị trường cạnh tranh giữa các nhà cung cấp than nội địa, nên phát triển một loạt các quy định về giá than một cách minh bạch và đáp ứng lợi ích của đất nước.

Phụ lục 1

Vietnam: Giá điện bán lẻ

(Hiệu lực từ tháng 9 2002, không bao gồm thuế VAT)

Các hạng mục chính b/	VND/kWh a/		
	Cao điểm	Ngoài giờ cao điểm	Trung bình
Công Nghiệp			
≥ 110 kV	1325	425	785
22 kV-110 kV	1370	445	815
6 kV-22 kV	1430	480	860
< 6 kV	1480	505	895
Thương mại			
≥ 6 kV	2190	790	1350
< 6 kV	2300	815	1410
Nông nghiệp			
≥ 6 kV	950	240	600
< 6 kV	1000	250	630
Nhà đô thị			
100 kWh đầu tiên/tháng			550
50 kWh tiếp theo/tháng			900
50 kWh tiếp theo/tháng			1210
100 kWh tiếp theo/tháng			1340
Trên 301 kWh/tháng			1400
Nông thôn, không bao gồm nông nghiệp			
Nối trực tiếp vào nhà dân			390
Nối trực tiếp khác			730
Công to chung cho các hộ dân			570-580
Công to chung khác			770

a/ Tỷ giá hối đoái tháng 6 năm 2005 = VND15,856/US\$1.00.

b/ Các hạng mục bổ xung bao gồm nước & rác thải đô thị, tính bằng cấp điện áp, thời gian sử dụng trong ngày, quản lý, các cơ sở nước ngoài tính theo loại; Điện áp và thời gian sử dụng trong ngày.

Nguồn: 20 tháng 9, 2002 Nghị định của Chính phủ.

In 1.000 cuốn, khổ 21 x 28 cm, tại Công ty In và Văn hóa phẩm.
Giấy phép xuất bản số: 335-2006/CXB/02-45/VHTT, cấp ngày 28 tháng 4 năm 2006.
In xong và nộp lưu chiểu tháng 6 năm 2006.

