

**Chương trình các nhà lãnh đạo Việt Nam trong phát triển  
Hà Nội, 2-4/7/2008**

## **Chính sách điện lực trong một nền kinh tế đang phát triển nhanh chóng**

Điện đặc biệt quan trọng cho công nghiệp cũng như cần thiết đối với người tiêu dùng. Khó có thể hình dung một xã hội hiện đại mà lại không có điện. Nhìn chung, nhu cầu về điện tăng mạnh song song với mức tăng của tổng thu nhập, tuy nhiên khả năng cung cấp, giá cả và chính sách của chính phủ khiến mối quan hệ giữa hai yếu tố này trở nên phức tạp. Dưới đây là số liệu ở một số nước về tăng trưởng thu nhập thực bình quân đầu người và mức độ tăng tiêu dùng điện bình quân đầu người:

|            | Tăng trưởng từ 1990 đến 2004 |                           | KWH b.q.d.n  |             |
|------------|------------------------------|---------------------------|--------------|-------------|
|            | <u>Kwh/ người</u>            | <u>GDP thực tế/ người</u> | <u>Tỷ lệ</u> | <u>2004</u> |
| Việt Nam   | 324%                         | 223%                      | 1,45         | 560         |
| Trung Quốc | 212%                         | 326%                      | 0,65         | 1684        |
| Thái Lan   | 141%                         | 45%                       | 3,13         | 2020        |
| Malaysia   | 130%                         | 58%                       | 2,24         | 3196        |
| Ấn Độ      | 78%                          | 78%                       | 1,00         | 618         |
| Indonesia  | 75%                          | 34%                       | 2,20         | 476         |
| Philipin   | 69%                          | 25%                       | 2,76         | 677         |

Bảng trên cho thấy đối với nhiều nước đang tăng trưởng với tốc độ chậm hơn, nhu cầu điện có thể tăng nhanh hơn mức tăng thu nhập bình quân hai đến ba lần. Đối với những nước có tốc độ tăng trưởng cao hơn đôi chút như Trung Quốc, Việt Nam và Ấn Độ, tỷ lệ giữa tăng trưởng điện và tăng trưởng GDP theo đầu người được rút ngắn hơn và thậm chí còn xuống dưới 1 trong trường hợp của Trung Quốc. Gần đây, tỷ lệ này của Việt Nam dao động từ 1,8 đến 2,0.

Nhu cầu về điện sẽ phụ thuộc vào khối lượng phát triển công nghiệp nặng, đô thị hóa và hệ thống kết nối mạng lưới chung, cơ cấu giá, và chính sách bảo tồn hay sử dụng nhiên liệu thay thế. Nguyên vọng chung là cung cấp điện đáp ứng đủ nhu cầu ở mức giá cho phép duy trì nguồn cung và gia tăng công suất phát điện cần thiết. Điện “giá rẻ” dẫn đến cắt và thiếu điện thực chất lại trở thành khá đắt. Xu hướng của người tiêu dùng là mua điện dự phòng, thông thường là mua máy phát điện chạy diesel, trên thị trường thế giới giá loại nhiên liệu này hiện ở mức 25 xen/kWh. Với tình hình giá nhiên liệu, vốn đầu tư, vấn đề bảo trì và ô nhiễm, việc sử dụng phối hợp các trạm phát điện (khi có thể) và năng lượng dự phòng có thể trở nên khá đắt. Nếu người sử dụng không có năng lượng dự phòng, sản lượng thất thu có thể gây tổn thất thậm chí cao hơn điện diesel. Có nghĩa là vốn và lao động bị nhàn rỗi, sản phẩm bị hư hỏng.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Nông dân và các cơ sở chế biến thực phẩm ưa dùng máy xay và bơm chạy điện hơn là chạy diesel. Máy chạy điện giá rẻ hơn và ít bảo trì hơn. Nhưng khi thường xuyên xảy ra cắt điện, dùng diesel còn hơn bỏ lỡ thời vụ tưới tiêu cấp bách hay không kịp tiến độ chế biến.

Các nước thành công có xu hướng thiết lập đủ công suất dự trữ để dùng đến trong trường hợp máy móc có sự cố cần sửa chữa hoặc nhu cầu tăng cao hơn mức dao động bình thường. Công suất dự trữ này không giống với thủy điện vào mùa khô thì không thể dùng đến được. Công suất dự trữ sẵn sàng đáp ứng khi cần đến, không chỉ khi có đủ mưa. Một hệ thống phân phối và truyền tải điện liên hợp tiên tiến có thể nối các máy phát điện khác nhau trên toàn quốc và xử lý hỗn hợp nguồn điện này để chuyển đến bất kỳ vùng nào. Những lưới truyền tải này thậm chí có thể mở rộng sang các nước láng giềng.

Trong khi về nguyên tắc “dễ” thiết lập công suất điện dự phòng, việc này cũng kéo theo chi phí tốn kém. Nếu sử dụng nhà sản xuất điện độc lập (IPP - independent power producers), thông thường họ sẽ không chấp nhận đầu tư sản xuất chỉ để thỉnh thoảng mới dùng đến, trừ phi họ nhận được mức giá theo kWh đặc biệt cao để đổi lấy tỷ lệ sử dụng thấp. Do đó, một vấn đề lớn cần giải quyết là đầu tư vào sản xuất điện như thế nào: ai đầu tư, cơ chế vốn như thế nào, điều kiện thu mua ra sao. Điều kiện thu mua điện sẽ quyết định phần lớn các lựa chọn về vốn và loại nhiên liệu, từ đó dẫn đến quyết định chi phí sản xuất. Mục tiêu là cung cấp điện ở mức giá đủ để bù chi phí nhưng không tạo thêm gánh nặng cho người tiêu dùng do không sử dụng hết công suất hay phối hợp kém các dạng công suất phát điện.

Một đặc thù của Việt Nam là các doanh nghiệp nhà nước chuộng việc xây dựng nhà máy thủy điện công suất lớn để bán cho EVN. Tính chung, 42% công suất tăng thêm dự kiến trong giai đoạn 2007 – 2010 là thủy điện – tổng cộng là 5726 MW. Các dự án này có mức giá bán cố định nhưng không phải lúc nào cũng có sản lượng cố định. Nếu công suất thủy điện hàng năm thông thường là 4000 giờ, nhưng vào mùa mưa nhu cầu của EVN là hạn chế do đã dư công suất (trừ nhu cầu những lúc cao điểm), nhà sản xuất điện độc lập đặt cược việc thu hồi chi phí vào khả năng bán điện cho EVN trong mùa khô và những lúc cao điểm. Ví dụ nếu chi phí 1 kW là 1200 đô-la, khoản phải trả hàng năm để thu hồi chi phí đầu tư là 120 đô-la, chỉ bán được 2500 giờ với giá 4 xen /kWh sẽ không đủ bù lỗ.<sup>2</sup> Doanh thu hàng năm sẽ chỉ là 100 đô-la cho 1kW đó, như vậy sẽ lỗ. Hoặc mức giá / kWh phải cao hơn, hoặc phải bán được nhiều hơn với mức giá 4 xen để tránh lỗ. Mặt khác, mức giá 6 xen /kWh sẽ rẻ hơn dùng điện sản xuất từ diesel, mặc dù với giá này EVN vẫn lỗ xét theo mặt bằng giá hiện tại đối với các hình thức tiêu thụ điện.<sup>3</sup>

Một khía cạnh khó khăn trong việc thỏa thuận hợp đồng điện là giải quyết vấn đề rủi ro ngoại tệ. Ví dụ, nếu tỷ giá nhập khẩu trượt 10-15%, tất cả các chi phí ngoại tệ phải phản ánh sự mất giá đồng tiền này và chuyển qua khách hàng dùng điện. Do phần lớn chi phí của các nhà máy nhiệt điện (than và khí) đều bằng ngoại tệ (và tiền đồng sẽ mất giá hơn nữa so với các ngoại tệ tăng giá so với đô-la), các hợp đồng ký kết với IPP bằng tiền đồng cần được điều chỉnh. Nếu phải nhập khẩu than thì phải tính cả nhiên liệu trong giá thành điện. Điểm này được các cơ sở giải quyết một phần bằng cách họ có “mức phí cơ bản” bao gồm chi phí vốn và lao động, và “mức phí nhiên liệu” phản ánh giá nhiên liệu. Tất nhiên, giá nhiên liệu tính theo đồng nội tệ sẽ tăng nếu tỷ giá hối đoái giảm và/hoặc giá

---

<sup>2</sup> Với mức lãi suất tiền đồng hiện tại gần 20%, chi phí lãi vay hàng năm sẽ lớn hơn 10%. Nếu một nửa dự án vay vốn ngân hàng, riêng phần này sẽ có chi phí vốn 10%, phần còn lại là vốn chủ sở hữu (thông thường phần này chiếm 25-30%) và các khoản vay khác từ ODA hoặc Ngân hàng đầu tư và phát triển (BIDV).

<sup>3</sup> Nếu mức giá trung bình (trước thuế GTGT) chỉ là 5 xen, EVN sẽ không chấp nhận trả hơn 4 xen.

nhiên liệu tính theo đôla tăng. Trong trường hợp đồng nội tệ có biến động lớn so với đôla hoặc các loại ngoại tệ chính khác, biên độ điều chỉnh giá điện cần thiết cũng mở rộng. Thông thường, IPP sẽ muốn được trả bằng ngoại tệ, trong khi cơ sở điện lực địa phương muốn dùng nội tệ. Do thủy điện có tỷ trọng chi phí ngoại tệ ít hơn, nên tương đối độc lập với vấn đề này, mặc dù không hoàn toàn.

Mức độ và tính ổn định của giá điện là vấn đề quan trọng đối với khách hàng cũng như các chính trị gia. Trước sức ép lạm phát tăng cao, các chính trị gia thường chọn phương án kiểm soát giá điện, kể cả khi điều này dẫn đến thua lỗ cho IPP hay các cơ sở điện lực địa phương. Ở Việt Nam, giá điện cao hiện tại đối với hộ gia đình tiêu dùng nhiều nhất và các cơ sở công nghiệp vào lúc cao điểm là 1400-1480 đồng/kWh, hay là gần 9 xen/kWh theo tỷ giá trao đổi chính thức tại thời điểm hiện tại. Nhiều hộ gia đình ở nông thôn, các cơ sở sản xuất công nghiệp nhỏ và các hộ gia đình thành thị sử dụng ít điện trả ít hơn nhiều. Nếu tỷ giá trên thị trường thực tế lên tới 18.000, đơn giá điện cao nhất sẽ chỉ khoảng 8 xen/ kWh. Mức giá này thấp hơn so với các nước sử dụng điện hiệu quả cùng đối diện với những vấn đề về chi phí tương tự như Việt Nam, ví dụ Thái Lan. Ở Thái Lan, hiện tại chi phí có thể tăng lên trên 10 xu/ kWh và cao hơn nếu giá nhiên liệu Điện lực Thái Lan (EGAT) mua vào tăng.<sup>4</sup> Tương tự ở Trung Quốc, một số đơn giá điện cho ngành công nghiệp hiện tại lên tới trên 10 xen.

Trong những năm vừa qua, tình trạng giá dầu, khí đốt và than tăng 2 đến 3 lần đã khiến việc định giá điện trở nên phức tạp. Phần lớn các nước khác nhận thấy những thay đổi nhỏ thường xuyên, phản ánh chi phí thực tế, dễ chấp nhận hơn là thỉnh thoảng điều chỉnh lớn. (Nếu giá nhiên liệu giảm xuống, thay đổi thường xuyên cũng có thể dẫn đến giảm giá – sự thay đổi này được người tiêu dùng đón đợi và gây dựng niềm tin rằng giá thay đổi không chỉ theo một hướng.) Phần lớn người tiêu dùng hiểu nếu giá nhiên liệu bằng đô-la tăng, họ sẽ phải trả nhiều tiền hơn. Sự mất giá của đồng nội tệ thì khó được chấp nhận hơn, mà điều này lại xảy ra khi có lạm phát. Nói cách khác, việc đồng nội tệ mất giá không chỉ ảnh hưởng tới chi phí nhiên liệu (nếu phải nhập khẩu) mà cả chi phí vốn. Ngoài việc giữ lạm phát thấp và do đó không dẫn đến mất giá, không có nhiều giải pháp để lựa chọn. Nếu không hạch toán vào chi phí ngoại tệ thì những chi phí này sẽ được chuyển giao sang cho nhà sản xuất và các cơ sở điện lực, làm giảm khả năng mở rộng thậm chí khả năng duy trì hoạt động đều đặn của các đơn vị này. Kể cả khi chi phí cũ có thể được xem như “chi phí chìm” không thể đi đâu được nữa và do đó buộc phải chấp nhận mức sinh lợi thấp hơn, để có luồng vốn đầu tư liên tục đòi hỏi ít nhất phải cho phép dùng tiền đầu tư mới bù các chi phí thực tế.

Một vấn đề khác là nếu có nghi ngờ về nhu cầu chắc chắn đối với nhiên liệu được sử dụng (khí đốt hoặc than), khó có khả năng các nhà sản xuất nhiên liệu sẽ bỏ ra một số lượng vốn lớn đầu tư vào đường ống hay mỏ khí đốt mới, hay cơ sở hạ tầng mới để cung cấp nhiên liệu cần thiết. Trước đây, vấn đề này được khắc phục bởi việc ký hợp đồng dài hạn với những điều khoản giá gia tăng (gắn với giá dầu hoặc mức lạm phát), nhưng hiện nay, các hợp đồng cung ứng than ngắn hạn thường áp dụng cách điều chỉnh giá thỏa thuận hàng năm. Nếu giá than bắt đầu giảm, hợp đồng dài hạn lại có thể trở nên khả thi.

---

<sup>4</sup> Chi phí truyền tải và phân phối, thông thường từ 1 đến 2 xen /kWh, cần phải được cộng thêm vào chi phí sản xuất để xác định giá thành bao gồm tất cả các chi phí.

Một câu hỏi quan trọng là ai sẽ là người mua điện. Nếu công ty điện không tự sản xuất được điện, vấn đề sẽ là lựa chọn hợp lý. Đơn vị có lãi dựa vào việc mua điện giá rẻ và bán lại hưởng lợi nhuận, thông thường mức giá cuối cùng đến người tiêu dùng được Nhà nước quản lý. Nhưng nếu đơn vị có sản xuất một phần, có thể sẽ có xung đột giữa bộ phận sản xuất và bộ phận chịu trách nhiệm đảm bảo nguồn điện ổn định. Nếu một đơn vị kinh doanh đứng trung gian giữa IPP và cơ sở, như Enron<sup>5</sup> từng làm, thì càng nhiều khả năng giá bị đẩy lên cao. Trong trường hợp này, những quy định khéo hoặc (thậm chí tốt hơn) một khuôn khổ quản lý đem lại khuyến khích thỏa đáng cho người mua và người phân phối điện là quan trọng. “Khuyến khích thỏa đáng” có nghĩa là không có xung đột lợi ích – cả người tiêu dùng và nhà đầu tư IPP sẽ được đối xử một cách công bằng và tiên liệu được.

Một điểm đáng quan tâm khác về mặt thể chế là cần phải đẩy mạnh quản lý cầu như thế nào. Ở các nước OECD, bên cạnh tỷ lệ điện cao, có những kế hoạch theo đó cơ sở điện lực có thể trợ cấp hoặc thậm chí mua một số thiết bị đầu tư tiết kiệm năng lượng nhất định cho người tiêu dùng và nhận được bồi hoàn chi phí. Nghĩa là cần phải có một “phí bảo tồn” được tính toán để giúp giảm tiêu thụ điện. Nếu chi phí biên của điện lớn hơn nhiều chi phí trung bình, và nếu có thể thực hiện việc tiết kiệm bằng cách sử dụng các thiết bị điện hiệu quả hơn, cách tiếp cận này sẽ là hiệu quả nhất. Không rõ điều này có thể áp dụng vào Việt Nam được hay không. Nên có các bước vĩ mô hơn như khuyến khích hoặc bắt buộc các “tòa nhà xanh” sử dụng chiếu sáng hoặc điều hòa ít hơn, nhưng điều này vượt quá khả năng của một công ty điện. Áp dụng các tiêu chuẩn hiệu năng đối với thiết bị điện cũng là cách hữu ích.

Mặc dù chỉ mang tính chất phỏng đoán, có khả năng việc sản xuất điện phi tập trung ở mức độ cao sẽ trở nên hấp dẫn trong vòng năm năm tới, ví dụ lắp đặt kính năng lượng mặt trời chi phí thấp trên mái nhà. Sẽ chỉ có điện khi có ánh mặt trời và việc phối hợp loại năng lượng này thành một lưới điện quản lý tốt đòi hỏi trình độ công nghệ cao nếu nguồn năng lượng tái sử dụng đóng góp đáng kể vào mạng lưới chung. Cũng có những câu hỏi về chính sách giá của phần điện “dôi dư” mà công ty điện lực cần mua. Theo một số tính toán, mức giá trong trường hợp này sẽ là dưới 10 xen / kWh trong vòng một vài năm, nhưng vẫn phải chờ xem thực tế ra sao.

Có lẽ trong tương lai sau này, có một cách khác để quản lý tải điện, đó là xây dựng lưới điện “thông minh” có thể ngắt được. Có nghĩa là, một con chip điện tử sẽ cảm nhận được lúc nào nhu cầu điện tăng cao và sẽ tự động ngắt hoặc giảm điện cho máy điều hòa hoặc tủ lạnh trong một khoảng thời gian hạn chế. (Điều này cũng có thể làm được, thông qua thương lượng, với các ngành công nghiệp. Một số có máy phát điện dự phòng được kích hoạt khi cúp điện và chuyển sang dùng máy phát điện cục bộ). Cách làm này đã được thực hiện ở châu Âu, nhưng đã không hoạt động trong vài năm. Tuy nhiên, “nhảy cóc” lên một lưới điện thông minh có thể là một cách để tránh cắt điện vào lúc cao điểm.

---

<sup>5</sup> Enron, hiện đã phá sản, là một công ty kinh doanh năng lượng, đã thao túng giá điện ở California thông qua việc giảm cung và ép giá điện lên rất cao. Một số lãnh đạo công ty này phải ngồi tù.