

# MỘT SỐ GIẢI PHÁP QUẢN LÝ NHU CẦU ĐIỆN NĂNG

Th.s. Nguyễn Thị Hồng Trang, PGS.TS Nguyễn Thị Ngọc Huyền

Đại học Kinh tế Quốc dân

*Các chương trình Quản lý nhu cầu (Demand Side Management - DSM) đã được áp dụng ở nhiều nơi trên thế giới, bao gồm các hoạt động có hệ thống của Chính phủ và đơn vị công ích được thiết kế để thay đổi mức và thời gian sử dụng điện của người tiêu thụ vì lợi ích của xã hội, đơn vị công ích và của người sử dụng điện. Một thành phần quan trọng của DSM là các chương trình Phản ứng nhu cầu (Demand Response - DR). Theo định nghĩa của Cơ quan Năng lượng Hoa Kỳ - DOE (2006), DR là những thay đổi trong tiêu thụ điện của người sử dụng điện cuối cùng so với thói quen tiêu thụ thông thường của họ để phản ứng lại những thay đổi về giá điện theo thời gian hoặc những khoản tiền khuyến khích được thiết kế để giảm tiêu thụ điện tại những thời điểm chi phí cung cấp cao hoặc độ tin cậy của hệ thống bị đe dọa. Các chương trình DR có thể được phân thành hai loại chính là giá điện theo thời gian và các biện pháp khuyến khích giảm phụ tải đỉnh. Bài viết này đề cập tới một số vấn đề sau: Các giải pháp cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua cơ chế giá; Hiệu quả thực hiện biểu giá điện theo thời gian ở một số quốc gia; Các cơ chế giá/khuyến khích khách hàng cắt giảm phụ tải đỉnh đã thực hiện ở Việt Nam.*

**Từ khóa:** quản lý nhu cầu, phản ứng nhu cầu, giá điện

## 1. Các giải pháp cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua cơ chế giá

Cơ chế giá điện là giải pháp mang tính triệt để và có tác dụng lớn nhất trong việc điều hòa biểu đồ của hệ thống. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy, hầu hết các quốc gia khi thiết kế biểu giá điện đều quan tâm đến tính hiệu quả của biểu giá thông qua việc đánh giá tác động của các cơ chế giá tới hành vi sử dụng điện của khách hàng. Việc thiết kế cơ chế giá phù hợp sẽ mang lại lợi ích không chỉ cho phía nhà cung cấp, khách hàng sử dụng điện mà còn mang lại lợi ích kinh tế cho toàn xã hội.

Với đặc điểm là dịch vụ công ích, điện năng là sản phẩm không thể dự trữ một cách kinh tế và nhu cầu lại biến đổi theo thời gian nên các cơ chế giá hoặc các cơ chế khuyến khích khác được thiết kế nhằm đạt được mục tiêu kép: (i) giảm tăng trưởng phụ tải đỉnh (cắt đỉnh), do đó, giảm áp lực lên đầu tư mở rộng hệ thống, thông qua việc áp mức giá cao hơn ở thời điểm công suất đỉnh, và: (ii) chuyển một

phần phụ tải đỉnh sang các thời điểm khác (lấp đầy thấp điểm), nhờ vậy tiết kiệm nhiên liệu nhà máy chạy đỉnh. Các biện pháp này sẽ đảm bảo cải thiện hệ số sử dụng công suất, đồng thời cắt giảm chi phí vận hành và đầu tư. Các chương trình phản ứng phía cầu về cơ bản được phân loại theo động lực cho khách hàng (phụ tải hay giá điện) và tiêu chí cho việc cắt tải (khẩn cấp hay các kinh tế). Mối liên quan giữa các yếu tố về động lực và tiêu chí cắt tải được thể hiện trong bảng 1.

Chương trình phản ứng về phụ tải là chương trình mà đơn vị cung cấp điện đưa ra các khuyến khích để khách hàng giảm tiêu thụ điện vào một số thời điểm nhất định, các chương trình này được sử dụng trong giờ cao điểm của hệ thống. Do đó, việc giảm tiêu thụ của khách hàng sẽ làm giảm áp lực lên sự ràng buộc công suất của hệ thống.

Các chương trình phản ứng về giá là chương trình khách hàng tự nguyện giảm nhu cầu tiêu thụ dựa trên yếu tố về giá điện. Việc giảm tải của khách

**Bảng 1: Biện pháp giảm tải**

Tiêu chí giảm tải	Động lực khách hàng	
	Phản ứng về phụ tải	Phản ứng về giá
	Độ tin cậy	· Điều khiển phụ tải trực tiếp (DLC)
· Phụ tải có thể giảm (Curtable Load)		· Đấu thầu nhu cầu (DB)
· Phụ tải có thể cắt (Interruptible Load)		
Tính kinh tế	· Điều khiển phụ tải trực tiếp (Direct Load Control)	· Định giá theo thời gian sử dụng (TOU)
	· Phụ tải có thể giảm (Curtable Load)	· Định giá đỉnh tới hạn (CPP)
		· Định giá thời gian thực (RTP)
		· Đấu thầu nhu cầu (DB)

Nguồn: Tác giả tự xây dựng

hàng trong khoảng thời gian này sẽ giúp họ giảm chi phí khi chi phí giảm phụ tải thấp hơn chi phí mua hoặc chi phí sản xuất điện. Các chương trình phản ứng phía cầu được phân thành hai loại chính:

(i) Giá điện theo thời gian gồm: Giá theo thời gian sử dụng (TOU), giá đỉnh tới hạn (CPP), giá thời gian thực (RTP);

(ii) Các biện pháp khuyến khích giảm phụ tải đỉnh gồm: Điều khiển phụ tải trực tiếp (DLC), biểu giá cho phép ngừng/giảm cung cấp (I/C), đấu thầu nhu cầu (DB), chương trình giảm tải khẩn cấp và các chương trình thị trường công suất.

Dưới đây là bảng khảo sát của Ủy ban Điều tiết Năng lượng Liên bang (FERC) năm 2006 về số lượng các chương trình thực hiện ở Hoa Kỳ. Trong đó, các chương trình được nhiều công ty điện lực và nhà vận hành hệ thống triển khai hơn cả là DLC, biểu giá I/C và biểu giá TOU.

Cụ thể, các giải pháp cắt giảm phụ tải đỉnh thông qua cơ chế giá như sau:

### 1.1. Biểu giá theo thời gian sử dụng (TOU):

Các biểu giá TOU thiết lập 2 hoặc nhiều hơn các kỳ trong ngày để phản ánh thời gian phụ tải hệ thống cao (đỉnh) hoặc thấp (thấp điểm), từ đó đề ra mức giá cao hơn cho thời gian công suất đỉnh. Các thời kỳ thấp điểm thường là ban đêm, hoặc cuối tuần. Độ dài của thời kỳ đỉnh phụ thuộc vào đặc điểm của đồ thị phụ tải của hệ thống điện. Ở Việt Nam, biểu giá điện hiện tại quy định ba mức công suất hệ thống

(cao điểm, bình thường và thấp điểm) với thời gian công suất cao điểm bao gồm 9h30-11h30 sáng và 17h30-20h30 tối. Mỗi hệ thống điện có các đặc thù khác nhau về thời gian đỉnh và thấp điểm, chẳng hạn, thời gian cao điểm của hệ thống điện Kansas là từ 13h-19h hàng ngày. Biểu giá TOU ở Việt Nam áp dụng thống nhất cho cả năm, trong khi ở các nước khác, biểu giá TOU có khi được tính rạch ròi cho hai mùa trong năm. Biểu giá TOU được áp dụng ở rất nhiều nước trên thế giới do tính đơn giản nhưng hiệu quả của nó. Tuy nhiên, việc áp dụng biểu giá TOU đòi hỏi phải có công tơ điện tử ghi lại mức sử dụng điện của khách hàng theo thời gian trong ngày. Do đó, khi tính toán chi phí lợi ích của việc áp dụng biểu giá TOU, cần phải tính thêm chi phí lắp đặt công tơ điện tử.

### 1.2. Biểu giá đỉnh tới hạn (CPP):

Biểu giá đỉnh tới hạn (CPP) là một dạng tương đối mới của giá điện theo thời gian, nhằm đưa ra một mức giá điện cao điểm rất cao so với giá cao điểm thông thường. Một mức giá sử dụng được áp dụng trong những thời điểm mà nhà cung cấp dịch vụ xác định là thời kỳ cao điểm tới hạn. CPP được kích hoạt trong trường hợp thiếu công suất dự phòng hoặc giá mua điện bán buôn từ thị trường rất cao. Khác với các mức giá TOU, giá CPP thường được quy định 4-10 tiếng trong biểu giá, những ngày cao điểm tới hạn không được chỉ rõ trong biểu giá, nhưng sẽ được thông báo cho khách hàng trước một thời gian ngắn, cho một số ngày trong năm. Khi

**Bảng 2: Số lượng đơn vị thực hiện theo các biện pháp giảm tải**

Chương trình	DLC	Biểu giá I/C	Đấu thầu nhu cầu	Biểu giá TOU	Biểu giá RTP	Biểu giá CPP
Số lượng các đơn vị thực hiện	234	218	18	187	47	25

Nguồn: FERC (2006)

giá điện được định theo CPP (trên thực tế, đó là mức giá thời gian thực tại thời điểm công suất hệ thống cực cao) sẽ góp phần làm cân bằng cung cầu nâng cao độ tin cậy cho hệ thống. Giá CPP có thể trên lên mức giá TOU hoặc giá phẳng thông thường và cần phải đủ cao để tạo ra phản ứng tiêu dùng của khách hàng (ví dụ ở Hoa Kỳ, tỷ lệ tối thiểu là CPP cao gấp 2,5 lần giá cao điểm thông thường). Các chương trình CPP thích hợp cho cả khách hàng nhỏ lẫn khách hàng lớn. Khi đó, các công nghệ điều khiển phụ tải không nhất thiết phải có, nhưng nếu có sẽ giúp thực hiện chương trình CPP tốt hơn trong trường hợp khách hàng không có mặt để điều chỉnh phụ tải khi thời kỳ cao điểm tới hạn xuất hiện. Theo FERC (2006), Công ty điện lực Gulf Power hiện đang vận hành chương trình CPP đầy đủ cho các khách hàng ánh sáng sinh hoạt và thương mại nhỏ trong khi một số công ty điện lực khác đang vận hành các chương trình thử nghiệm. Các kết quả thử nghiệm ở California cho thấy, khi áp dụng giá CPP, các khách hàng ánh sáng sinh hoạt chỉ giảm tải 5-17% nếu không có thiết bị điều khiển tự động, so với mức giảm 20-60% ở các khách hàng có thiết bị điều khiển tự động.

### **1.3. Biểu giá thời gian thực (RTP):**

Biểu giá thời gian thực biến đổi liên tục trong ngày, trực tiếp phản ánh giá điện mua buôn, trái ngược với các thiết kế giá TOU hay CPP chủ yếu dựa vào giá xác định trước. RTP xác lập giá điện dựa trên những thay đổi theo giờ của chi phí mua điện trong ngày (thời gian thực) hoặc một ngày trước đó. Mỗi liên hệ trực tiếp giữa giá bán buôn và giá bán lẻ đưa các phản ứng về giá vào thị trường bán lẻ. Ở Hoa Kỳ, RTP có một số biến thể về chi phí trong ngày hay một ngày trước đó, giá một thành phần hoặc hai thành phần, tự nguyện hoặc bắt buộc. Khi thực hiện chương trình RTP, yêu cầu phải đầu tư công nghệ mới, bao gồm hệ thống công tơ ghi chỉ số tự động theo chu kỳ thanh toán (interval meter) cùng với hệ thống thanh toán, thông tin, và dự báo giá phức tạp. Trên thực tế, chỉ có một bộ phận nhỏ các khách hàng thương mại và công nghiệp lớn (có quy mô sử dụng >1 MW) có mức đàn hồi nhu cầu đủ cao để có thể tham gia chương trình này. Những khách hàng này thường có máy phát dự phòng hoặc các quy trình sản xuất có thể thay đổi lịch, một chiến lược giống với các khách hàng tham gia các chương trình giảm/cắt tải (I/C). Ngoài ra, các thiết bị điều

khiển tải tự động được khuyến nghị áp dụng cho cơ chế RTP để làm tăng khả năng thực thi và tiết kiệm. Trong thực tế, việc áp dụng RTP yêu cầu thị trường điện phải phát triển ở mức độ cao, ít nhất là hình thành thị trường điện bán buôn đầy đủ. Khi đó, RTP sẽ cung cấp cho các khách hàng thông tin thị trường để đưa ra các quyết định về sử dụng điện. RTP đi kèm với các chương trình nâng cao nhận thức khách hàng sẽ trở thành một công cụ mạng cho việc quản lý tăng trưởng phụ tải và nhu cầu đỉnh. Khi thị trường điện chưa hoàn thiện, các chương trình cho phép cắt tải có thể là một lựa chọn thay thế cho RTP.

### **1.4. Chào giá nhu cầu (Demand Bidding):**

Chào giá nhu cầu (DB) khuyến khích khách hàng lớn cắt giảm tải tại mức giá họ đề xuất, hoặc cắt một phần phụ tải tại mức giá công ty điện lực/nhà vận hành hệ thống đề xuất. Các chương trình DB cung cấp một phương tiện đem lại phản ứng về giá khi mức giá bắt đầu tăng. Nếu chào giá của khách hàng thấp hơn chi phí cung cấp điện, mức cắt tải sẽ được giao cho khách hàng và khách hàng có nghĩa vụ phải thực hiện việc cắt giảm tải. Các chương trình này rất hấp dẫn đối với khách hàng vì nó cho phép khách hàng nhận được mức tiền cao hơn khi giá điện mua buôn tăng cao. Ở Hoa Kỳ, theo FERC (2006), có 2 phương thức chào giá nhu cầu thường được cơ quan vận hành hệ thống (ISO) thực hiện. Phương thức thứ nhất, chào giá nhu cầu được bao gồm trong quá trình điều độ và tối ưu hóa vận hành hệ thống. Khách hàng chào giá và mức giảm nhu cầu trước một ngày, nếu được chấp nhận trong quá trình tối ưu hóa điều độ, họ sẽ phải thực hiện vào ngày hôm sau. Họ sẽ được trả tiền theo mức giá chào nếu thực hiện cắt giảm tải theo đăng ký, nếu không họ sẽ phải trả tiền phạt. Phương thức thứ hai, khách hàng đóng vai trò người chấp nhận giá. Khách hàng giảm tải khi được thông báo, họ nhận được khoản tiền trả bằng đúng giá thị trường, dù thấp hay cao. Có thể xem DB là một bước đệm trước giai đoạn giá bán lẻ phản ánh những thay đổi của giá điện mua buôn. Các công ty điện lực công ích cũng có thể vận hành các chương trình DB để đáp ứng các ràng buộc về nguồn cung cấp hay mức giá điện cao mua từ bên ngoài. Theo đó, các công ty điện lực sẽ xác định mức giá họ sẵn sàng trả để khách hàng thực hiện việc cắt giảm tải. Khách hàng có thể xem xét và quyết định bài toán chi phí - lợi ích của việc cắt giảm tải dựa trên các mức giá này.

Nếu chấp nhận, họ bắt buộc phải giảm tiêu thụ điện.

**1.5. Điều khiển phụ tải trực tiếp:** Điều khiển phụ tải trực tiếp (DLC) liên quan đến các chương trình trong đó công ty điện lực hoặc nhà vận hành hệ thống tắt hoặc đóng/mở liên tục từ xa các thiết bị điện của khách hàng để giải quyết vấn đề công suất dự phòng hay nâng cao độ tin cậy cung cấp của hệ thống. Đổi lại, khách hàng sẽ nhận được khoản tiền khuyến khích. Về cơ bản, DLC được vận hành trong thời gian cao điểm của hệ thống, hoặc khi giá điện tăng cao trong bối cảnh thị trường điện vận hành. Dạng phổ biến nhất của DLC là một chương trình điều khiển sự vận hành của các thiết bị tiêu thụ điện công suất lớn như điều hòa nhiệt độ hay máy đun nước nóng. Trong các chương trình này, một thiết bị đóng cắt (thiết bị nhận tín hiệu kỹ thuật số/sóng) được kết nối với bộ ngưng của điều hòa nhiệt độ hay bộ đun chìm của máy đun nước nóng. Bằng cách ngừng các phụ tải này, công suất đỉnh có thể được giảm. Mặc dù phụ tải giảm biến đổi theo công suất thiết bị, phương thức sử dụng điện của khách hàng, và thời tiết công suất giảm cho điều hòa nhiệt độ khoảng 1 kW và cho máy đun nước nóng là 0,6 kW. Thiết bị đóng cắt có thể được vận hành dựa trên tín hiệu sóng (kiểu cũ) hoặc tín hiệu kỹ thuật số (kiểu hiện đại). Các chế độ điều khiển có thể toàn bộ thời gian hoặc chỉ là một phần thời gian (ví dụ chu trình đóng cắt 15 phút trong vòng 1 giờ). Ở Hoa Kỳ, DLC được vận hành dựa trên thời gian giới hạn điều khiển thiết bị trong một năm hay một mùa và được áp dụng khá phổ biến hơn 20 năm nay với 234 công ty điện lực trên toàn quốc vận hành các chương trình này.

**1.6. Biểu giá cho phép ngừng/giảm cung cấp (I/C):**

Khách hàng tham gia chương trình I/C nhận được mức giá thấp trong thời gian ngoài cao điểm và/hoặc tiền khuyến khích nếu chấp nhận giảm phụ tải điện trong thời gian cao điểm của hệ thống. Nếu khách hàng không thực hiện cắt giảm tải, họ phải trả tiền phạt. Cơ chế giá I/C cho phép các công ty điện lực cắt giảm tải khi cần thiết để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện. Mức giá I/C thường được xác định trước và áp dụng cho các khách hàng lớn. Ở Hoa Kỳ, tùy theo các vùng, các khách hàng có công suất tối thiểu từ 0,2 đến 3MW có thể tham gia các chương trình I/C. Thông thường các khách hàng lớn tham gia sẽ có một thỏa thuận song phương với

công ty điện lực. Đây là một dạng hợp đồng bắt buộc và có cơ chế phạt rõ ràng nếu không thực hiện. Áp dụng biểu giá này, các khách hàng có thể giảm tiêu thụ trong một thời điểm cụ thể hoặc giảm tiêu thụ xuống một mức đã định trước. Các khách hàng này phải thực hiện trong vòng 30 đến 60 phút sau khi nhận được thông báo của công ty điện lực. Tuy nhiên, thông thường số giờ hoặc số lần thực hiện cắt giảm tải được giới hạn. Các chương trình I/C không dành cho tất cả các loại khách hàng. Các khách hàng yêu cầu thời gian vận hành 24 giờ/ngày với liên tục 7 ngày/tuần hoặc các quá trình sản xuất liên tục (ví dụ: sản xuất chip bán dẫn) không thể tham gia chương trình. Tương tự như vậy, trường học, bệnh viện hay các khách hàng khác có nghĩa vụ phải cung cấp các dịch vụ liên tục cũng không thể tham gia chương trình. Mặc dù chương trình đã được thực hiện rất lâu ở Hoa Kỳ nhưng hiện đang dấy lên những mối quan ngại về tương lai của các chương trình này. Theo điều tra của FERC (2006), số lượng khách hàng tham gia đã giảm đáng kể trong thập kỷ qua do tiến trình tái cơ cấu ngành điện, tiền khuyến khích giảm, do dư thừa công suất và do rủi ro về phía khách hàng.

**1.7. Giảm phụ tải theo lịch:**

Giảm tải theo lịch được lên kế hoạch giữa công ty điện lực và khách hàng. Các khách hàng tham gia nhận được khoản giảm trừ trong hóa đơn, cũng như là các thông báo trước đó, do các thỏa thuận được ký trước vài tháng. Điểm thuận lợi của chương trình này là khách hàng có thể lên kế hoạch để giảm tải vào những ngày xác định trước. Tuy nhiên, điều bất lợi của chương trình này hiển nhiên là những ngày giảm tải đó chưa chắc đã trùng với thời điểm cao điểm hoặc khẩn cấp của hệ thống. Loại chương trình này cũng không mấy linh hoạt do các công ty điện lực không thể yêu cầu khách hàng cắt giảm tải trong thời gian ngắn (trước một ngày hoặc vài giờ), vì vậy không thích hợp cho các hoạt động cắt phụ tải đỉnh. Các chương trình này thường có mối liên quan đến các hoạt động sử dụng hiệu quả năng lượng bên phía khách hàng.

**2. Hiệu quả thực hiện biểu giá điện theo thời gian ở một số quốc gia**

Nhiều nghiên cứu đánh giá đã được thực hiện tại một số quốc gia áp dụng biểu giá TOU như Phần Lan, Hoa Kỳ, Đức, Thụy Sĩ, Canada, Úc,... Ở các quốc gia phát triển này các loại biểu giá điện theo

thời gian đã được sử dụng từ nhiều năm nay như là một chính sách giá để đảm bảo cung cấp điện kinh tế và hiệu quả. Nhìn chung, việc áp dụng các biểu giá TOU đã có tác động tích cực lên chuyển dịch biểu đồ phụ tải cũng như giảm mức tiêu thụ điện tại các khu vực áp dụng biểu giá. Các đánh giá được thực hiện ở nhiều dự án áp dụng biểu giá TOU ở nhiều nước trên thế giới nhằm chủ yếu đưa ra các đánh giá về: (i) hiệu quả giảm/dịch chuyển phụ tải đỉnh; và: (ii) hệ số đàn hồi của nhu cầu đỉnh và hệ số đàn hồi thay thế cao điểm/thấp điểm.

### 2.1. Phần Lan:

Tiêu thụ điện ở Phần Lan biến đổi đáng kể theo mùa và trong ngày. Có 5-10% công suất các nhà máy điện chỉ sử dụng trong khoảng thời gian 100-200 giờ/năm vào những ngày mùa đông lạnh giá. Vì vậy, mức giá CPP được thiết kế cho thời kỳ cao điểm là 328p/kWh so với 12p/kWh ngoài cao điểm. Mức giá cao điểm áp dụng cho 100 giờ mỗi năm. Các khách hàng được cảnh báo trước một ngày bởi tín hiệu vàng, và đèn tín hiệu đỏ chỉ định mức giá cao điểm. Nghiên cứu này thực hiện khảo sát 130 khách hàng tham gia chương trình, kết quả nghiên cứu được tổng kết ở bảng 3.

Nghiên cứu này cũng chỉ ra rằng bản thân khách hàng hiểu và sẵn sàng tham gia chương trình để có thể giảm chi phí tiền điện. Các khách hàng cũng kiến nghị về việc lắp đặt các thiết bị điều khiển phụ tải để nâng cao khả năng thực thi trong giờ cao điểm. Về phía công ty điện lực, việc giới thiệu biểu giá đã giúp cắt công suất đỉnh tổng cộng 300 MW.

### 2.2. Hoa Kỳ:

Năm 1990, Taylor và Schwarz đã thực hiện nghiên cứu về tác động của biểu giá TOU đến cắt công suất đỉnh ở Công ty Điện lực Duke (Hoa Kỳ) trên cơ sở số liệu tiêu thụ điện trong 3 tháng mùa hè (các tháng 6, 7 và 8) trong bốn năm (1995-1998) được thu thập để sử dụng cho phân tích với các nhóm khách hàng bao gồm: khách hàng tham gia TOU (1.250-1.800 hộ) và không tham gia TOU

(670-810 hộ). Biểu giá TOU nằm trong khoảng (4,04-4,58) cent/kWh trong thời gian cao điểm và (3,23-3,51) cent/kWh trong thời gian thấp điểm. Phí công suất áp dụng cho các khách hàng công nghiệp, trong thời gian cao điểm là (5,26-6,19) cent/kWh. Các khách hàng không tham gia TOU trả tiền điện với mức giá (5,32-7,08) cent/kWh. Kết quả khảo sát chỉ ra rằng các khách hàng TOU trung bình giảm tiêu thụ điện cao điểm 7% đồng thời tăng tiêu thụ điện ngoài cao điểm 60%, vì vậy tổng tiêu thụ tăng 44%. Tuy nhiên, việc cắt công suất đỉnh lại không đạt yêu cầu mặc dù có phí công suất (công suất đỉnh trung bình một hộ là 7,35kW so với 6,35 kW/hộ).

Train và Mehrez (1994) cũng đã thực hiện một đánh giá tương tự về tác động của biểu giá TOU ở Công ty Điện và Khí Pacific (Hoa Kỳ) trong thời gian 1985-1986 với phạm vi đánh giá tất cả các khách hàng dân dụng lựa chọn biểu giá TOU. Ở thời điểm đó, các khách hàng lựa chọn giá TOU được phép chuyển đổi ngược lại biểu giá thông thường trong thời gian thử nghiệm, nhưng các khách hàng ban đầu lựa chọn biểu giá thông thường không được phép chuyển sang giá TOU. Nghiên cứu này thực hiện dựa trên dữ liệu tiêu thụ của 2.343 khách hàng TOU và 228 khách hàng thông thường. Biểu giá TOU biến đổi theo các nhóm khách hàng TOU dao động từ 12,8-19,2 cent/kWh tại cao điểm và 5,1-7,7 cent/kWh tại thấp điểm. Các hộ không tham gia TOU chịu mức giá từ 7,7- 16,7 cent/kWh. Kết quả đánh giá từ nghiên cứu này cho thấy các khách hàng TOU giảm trung bình 4% trong thời kỳ cao điểm và tăng 7% trong thời kỳ thấp điểm, khiến cho tổng tiêu thụ tăng 5%.

Năm 2006, FERC cũng kiểm điểm một bài học trong việc thực hiện biểu giá TOU ở Hoa Kỳ. Công ty Điện lực Puget Sound Energy (PSE) bắt đầu chương trình TOU thí điểm vào 6/2001 với việc áp dụng biểu giá cho 240.000 khách hàng mới. Trong khoảng 10h-17h giá điện là 5,8 c/kWh, giống như mức giá thông thường, trong khoảng 6h-10h và 17h-

**Bảng 3: Kết quả giảm tải một số nhóm khách hàng**

Loại khách hàng	Tiết kiệm tiền điện	Giảm/chuyển dịch phụ tải đỉnh
1. Hộ dân dụng không có lò sưởi	2%	21%
2. Hộ dân dụng có sử dụng lò sưởi	4%	31%
3. Dịch vụ và công nghiệp nhỏ	9%	8%
4. Thương mại, giáo dục và văn phòng	4%	5%

*Nguồn: Räsänen et al. (1995)*

21h giá điện là 6,8 c/kWh. Trong năm đầu tiên, các khách hàng TOU đạt được khoảng 5-6% giảm phụ tải đỉnh và tiết kiệm 5% tổng tiêu thụ. PSE ấn định mức phí 1\$/tháng cho chi phí điện kể từ 7/2002 trên hóa đơn. Từ mùa thu 2002, khách hàng nhận được hóa đơn TOU so sánh với mức họ phải trả nếu theo biểu giá thông thường. 90% khách hàng tiết kiệm tiền điện ít hơn mức phí điện kể, do đó, bang Washington quyết định ngừng chương trình TOU thí điểm vào tháng 11/2002. Nguyên nhân chủ yếu cho sự thất bại của chương trình được nhận định là do sự chênh lệch không đáng kể giữa giá cao điểm và thấp điểm, đặc điểm khí hậu ôn hòa, sự thiếu các thiết bị điều khiển tự động cũng như là không có các hoạt động tuyên truyền quảng bá về biểu giá mới để hướng dẫn hành vi tiêu thụ của khách hàng.

### 2.3. Đức:

Năm 1992, Công ty Điện lực (Arbeitsgemeinschaft Tarifstudie Saarland) thực hiện việc đánh giá ảnh hưởng của giá TOU ba khối thời gian, được xây dựng dựa trên chi phí biên, cho 520 hộ gia đình trong thời gian 12/1989 đến 3/1991 ở vùng Saarland (CHLB Đức). Từ thứ Hai đến thứ Sáu trong khoảng 9-13h giá điện là 37 Pf/kWh, trong khoảng 6- 9h và 13-20h là 27 Pf/kWh và ở các thời điểm còn lại là 17 Pf/kWh. Nghiên cứu đã chỉ ra rằng tổng tiêu thụ gần như không thay đổi ở các hộ TOU so với các hộ không tham gia TOU. Ở các hộ tiêu thụ lớn (sử dụng trên 5.000 kWh/năm), mức độ tiết kiệm là 2-3%. Tổng phụ tải chuyển dịch từ cao điểm sang thời gian phụ tải thấp là xấp xỉ 10%. Nghiên cứu cũng chỉ ra rằng phụ tải chuyển dịch chỉ xuất hiện khi: (i) hộ gia đình gồm 2 người trở lên, (ii) hộ gia đình sở hữu máy giặt, và: (iii) có ít nhất một người ở nhà cả ngày.

### 2.4. Thụy Sĩ:

Năm 1995, Zweifel et al. đã phân tích ảnh hưởng của thay đổi giá đến nhu cầu điện ở trên 10.000 hộ ở Thụy Sĩ. Biểu giá TOU được giới thiệu ở nhiều công ty điện lực ở đây với nhiều cách thức liên quan đến tự nguyện hay bắt buộc, hoặc theo các thiết bị

tiêu thụ (nồi hơi hay sưởi điện) hoặc theo các nhu cầu đặc biệt khác. Giá điện TOU bắt buộc được đặt ở mức 13,4 Rp/kWh cho cao điểm và 6,1 Rp/kWh ở thấp điểm. Trong khi giá điện TOU tình nguyện thì ở mức 13 và 6,4 Rp/kWh tương ứng. Nhìn chung các hộ tham gia TOU tự nguyện tiêu thụ điện thấp hơn các hộ tham gia TOU bắt buộc 22%. Mức tiêu thụ cao hơn có thể được giải thích bởi việc hạn chế áp dụng giá ở các thiết bị công suất lớn.

Tóm lại, các khảo sát kết quả thực hiện TOU ở một số nước và đưa ra các kết luận chủ yếu về việc áp dụng biểu giá TOU như sau: Tỷ lệ chênh lệch giá cao điểm/thấp điểm thay đổi trong khoảng (133-492)%. Việc áp dụng TOU đều đem lại một số tác động đến nhu cầu, thông qua cắt đỉnh và/hoặc dịch chuyển phụ tải. Mức độ giảm phụ tải đỉnh biến động trong khoảng (2,4-13,1)%. Mức độ chuyển dịch phụ tải dao động trong khoảng (1-12)%.

## 3. Các cơ chế giá/khuyến khích khách hàng cắt giảm phụ tải đỉnh đã thực hiện ở Việt Nam

### Đặc điểm của biểu giá điện Việt Nam:

a) Theo quy định tại Luật Điện lực, một trong các chính sách khi xây dựng giá điện là phải khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và có hiệu quả. Theo Quyết định số 21/2009/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về giá bán điện năm 2009 và các năm 2010-2012 theo cơ chế thị trường, hai trong số các nguyên tắc điều chỉnh cơ cấu biểu giá bán lẻ điện được quy định như sau: (i) Tiếp tục áp dụng biểu giá điện theo thời gian (TOU) đối với các khách hàng sử dụng điện cao áp và trung áp và các khách hàng sử dụng điện hạ áp tại những nơi điều kiện kỹ thuật cho phép; và (ii) Từ năm 2010, nghiên cứu áp dụng giá điện hai thành phần giá công suất và giá điện năng cho các đối tượng thích hợp nơi điều kiện kỹ thuật cho phép. Về dài hạn, giá điện sẽ được thực hiện theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước, theo hướng tiếp cận tới giá biên dài hạn của hệ thống điện, đảm bảo phản ánh đúng chi phí cho sản xuất kinh doanh điện, có lợi nhuận hợp lý, khuyến khích các thành phần kinh tế đầu tư phát

Bảng 4: Kết quả giảm tải TOU

Loại tỷ lệ	Hệ số chênh lệch mức giá	Chuyển dịch phụ tải	Cắt đỉnh
Cao điểm/thấp điểm	2,83	3,20%	3,67%
Cao điểm tới hạn/cao điểm thường	2,89	8,15%	4,02%

Nguồn: Stevenson và Prou (2008)

triển điện lực bền vững, khuyến khích tiết kiệm trong sử dụng điện, hạn chế sử dụng đối với những ngành sản xuất có suất tiêu thụ điện cao, hiệu quả thấp, gây ô nhiễm môi trường.

b) Về cấu trúc biểu giá: Biểu giá bán điện hiện nay quy định giá bán lẻ điện cho từng nhóm đối tượng khách hàng sử dụng điện gồm: sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp, sinh hoạt theo các cấp điện áp bán điện (110kV, từ 22kV đến dưới 110kV, từ 6kV đến dưới 22kV và dưới 6kV); Giá điện theo thời gian sử dụng điện trong ngày được áp dụng đối với các khách hàng lớn sử dụng điện cho các mục đích sản xuất, kinh doanh (có máy biến áp chuyên dùng từ 25kVA hoặc sử dụng 2.000kWh/tháng trở lên); Đối với điện sinh hoạt, áp dụng biểu giá bậc thang.

Biểu giá điện TOU đã được thí điểm thực hiện lần đầu từ năm 1992 và dần được tổ chức triển khai mở rộng sang nhiều đối tượng khách hàng. Tính đến nay, đã có hơn 60.000 công tơ TOU được lắp đặt cho tất cả các khách hàng đủ điều kiện áp dụng Biểu giá TOU. Trong khuôn khổ Chương trình DSM của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) gồm 2 giai đoạn, có 2 chương trình liên quan đến phản ứng phía cầu được triển khai là chương trình biểu giá TOU và chương trình điều khiển phụ tải trực tiếp (DLC). Ngoài việc mở rộng chương trình TOU, EVN đã xem xét việc áp dụng chương trình DLC ở Việt Nam trong chương trình DSM giai đoạn 2 với công nghệ điều khiển phụ tải bằng sóng ở Hà Nội và TP. Hồ Chí Minh. Trong chương trình DLC, dự kiến sẽ thiết kế lắp đặt các thiết bị điều khiển ở các khách hàng dịch vụ để đóng/tắt các phụ tải điều hòa nhiệt độ và bình đun nước nóng. Các khách hàng tham gia sẽ được nhận khoản tiền khuyến khích là \$25/năm trong suốt ba năm. Chiến lược điều khiển phụ tải là 25%, tương đương với thời gian cắt tải 15 phút cho

mỗi giờ trong thời gian cao điểm tối. Tuy nhiên, theo Viện Quốc tế về Bảo tồn Năng lượng (IIEC) (2007), chương trình DLC ở Việt Nam đã không thành công và phải dừng lại do khoản tiền khuyến khích khách hàng tham gia chương trình không đủ hấp dẫn.

Trong các cơ chế giá/khuyến khích cho phép giảm phụ tải đỉnh nêu trên, một số cơ chế yêu cầu mức độ phát triển cao của thị trường điện với hệ thống đo đếm, hệ thống thanh toán hiện đại. Trong điều kiện Việt Nam, khi thị trường điện mới ở bước đầu hình thành, việc duy trì và cải tiến biểu giá TOU hay ứng dụng điều khiển phụ tải trực tiếp (DLC) là những giải pháp mang tính thực tiễn. Các chương trình khác chỉ có thể thực hiện ở những giai đoạn sau của thị trường điện khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng cho phép. Khi xây dựng biểu giá TOU cho các đối tượng khách hàng, cần xem xét kỹ lưỡng về tính kinh tế: thiết kế hóa đơn cần phải truyền tải được thông tin về lợi ích cũng như thiệt hại của khách hàng; cần phải cung cấp đầy đủ thông tin cho khách hàng để giúp họ quản lý các hoạt động tiêu dùng của họ. Ngoài ra, biểu giá TOU phải được thiết kế để tránh những thay đổi lớn đến phương thức sử dụng điện của khách hàng, ví dụ như các ca làm việc chính. Để quyết định áp dụng biểu giá TOU, hàng loạt yếu tố phải được xem xét và quyết định như: xác định bao nhiêu thời điểm là thích hợp (cao điểm, thấp điểm hoặc thời điểm phụ tải bình thường); ngày cuối tuần có xem như là thời điểm thấp điểm không, có xét đến biểu giá theo mùa không và cuối cùng là mức độ chênh lệch giá thấp điểm cao điểm phải đủ để đưa lại một tín hiệu giá đúng đắn cho khách hàng để họ có thể tiết kiệm chi phí dùng điện nhưng cũng không làm mất doanh thu của nhà cung cấp điện. □

#### **Tài liệu tham khảo:**

1. Demand Responsiveness in Electricity Markets, Office of Markets, Tariffs and Rates (2001).
2. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them, U.S. Department of Energy (2006).
3. Primer on Demand-Side Management, prepared for The World Bank (2005).
4. Báo cáo Nghiên cứu Phụ tải thuộc Chương trình mục tiêu Quốc gia về DSM, Bộ Công Thương.