

QUAN HỆ GIỮA THANH TOÁN TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY VÀ THANH TOÁN THEO HỢP ĐỒNG DẠNG SAI KHÁC TRONG THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH VIỆT NAM

Nguyễn Đình Doãn, Lê Khắc Hưng

Công ty Mua bán điện

Tóm tắt: Theo thiết kế thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam gồm hai thành phần chính là Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác và thị trường điện giao ngay. Giữa hai thành phần này có sự liên hệ với nhau thể hiện qua kết quả tính toán các khoản thanh toán trên thị trường điện và giao ngay và khoản thanh toán theo hợp đồng dạng sai khác. Thông qua số liệu vận hành thị trường điện, báo cáo sẽ tập trung làm sáng rõ các kết quả đã đạt được và các vấn đề cần xem xét của thị trường nhìn từ quan hệ giữa thị trường điện giao ngay cơ chế vận hành của hợp đồng dạng sai khác trong thực tế của thị trường điện Việt Nam. Từ đó báo cáo đưa ra các kiến nghị để điều chỉnh nhằm cho thị trường vận hành ngày càng cạnh tranh và ổn định.

1. NGUYÊN TẮC HOẠT ĐỘNG CỦA THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH VIỆT NAM

1.1. Nguyên tắc hoạt động của thị trường điện giao ngay

Trên thị trường điện giao ngay Việt Nam (VCGM), các đơn vị phát điện trực tiếp tham gia thị trường điện sẽ chào giá (gửi bản chào chào giá cho đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện) của từng tổ máy để bán điện qua thị trường điện giao ngay. Giá chào của tổ máy được giới hạn trong khoảng từ giá sàn đến giá trần bản chào. Mức giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện được xác định hàng năm, điều chỉnh hàng tháng căn cứ trên các yếu tố: suất hao nhiệt của tổ máy phát điện, hệ số suy giảm hiệu suất theo thời gian vận hành của tổ máy phát điện, giá nhiên liệu, hệ số chi phí phụ, giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện. Mức giá trần bản chào của tổ máy thủy điện được tính toán hàng tuần, bằng giá trị lớn nhất của giá trị nước của nhà máy đó và giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh, giá sàn của tổ máy thủy điện là 0 đ/kWh.

Việc định giá và thanh toán trên thị trường điện giao ngay dựa theo nguyên tắc sau:

- Giá điện năng thị trường điện (SMP) là giá chung của toàn hệ thống, được xác định sau vận hành dựa trên việc sắp xếp các bản chào giá của các tổ máy và phụ tải thực tế của từng giờ. Giá điện năng thị trường không vượt quá mức giá trần thị trường do đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và Cục Điều tiết điện lực (ERAV) phê duyệt hàng năm. Giá điện năng thị trường được dùng để thanh toán cho phần sản lượng tổ máy phát lên lưới (không bao gồm phần sản lượng huy động tăng thêm do ràng buộc và phần sản lượng phát sai lệnh điều độ);
- Giá công suất thị trường (CAN) cho từng chu kỳ giao dịch được đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới và không thay đổi trong năm áp dụng. Giá công suất thị trường được tính toán trên nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí biến đổi và cố định. Giá công suất thị trường được dùng để thanh toán cho phần công suất thanh toán của từng tổ máy trực tiếp tham gia thị trường điện có phát điện trong chu kỳ tính toán. Các tổ máy khởi động chậm đã ngừng để làm dự phòng, tổ máy đã ngừng sự cố sẽ không được nhận khoản thanh toán giá công suất thị trường. Công suất thanh toán của tổ máy tối thiểu bằng sản lượng điện năng của tổ máy phát trong chu kỳ giao dịch. Thành phần công suất khuyến khích được tính bằng 3% tổng sản lượng phát của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch thị trường điện trong chu kỳ giao dịch để khuyến khích các tổ máy sẵn sàng công suất khả dụng.

Giá thị trường toàn phần được tính bằng tổng của 02 thành phần: Giá điện năng thị trường và Giá công suất thị trường ($FMP = SMP + CAN$).

1.2. Nguyên tắc hoạt động của cơ chế hợp đồng dạng sai khác

Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (CfD) theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành (Thông tư 41). Không phụ thuộc vào sản lượng điện được huy động thực tế do hành vi chào giá của Đơn vị phát điện, khoản thanh toán theo hợp đồng dạng sai khác giữa bên mua và bên bán tại từng chu kỳ giao dịch như sau:

$$R_{cfd_i} = (P_c - SMP_i - CAN_i) \times Q_{c_i} \quad (1)$$

Trong đó:

R_{cfd_i} : Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Q_{c_i} : Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

P_c : Giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thủy điện giá hợp đồng này chưa bao gồm thuế tài nguyên nước và phí môi trường rừng;

SMP_i : Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CAN_i : Giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

2. KẾT QUẢ THỰC TẾ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH VIỆT NAM

2.1. Diễn biến giá điện năng thị trường

2.1.1. Diễn biến giá điện năng thị trường 6 tháng cuối năm 2012

VCGM bắt đầu vận hành từ 1/7/2012, từ số liệu thị trường điện, thực hiện tính toán sự phân bố các mức giá thị trường điện so với giá trần thị trường trong từng tháng vận hành. Kết quả tính toán phân bố giá điện năng thị trường của 6 tháng cuối năm 2012 như sau:

Bảng 1. Diễn biến Giá điện năng thị trường 6 tháng cuối năm 2012

SMP/SMPcap (%)	Phân bố giá điện năng thị trường (%)					
	T7	T8	T9	T10	T11	T12
100%	15.2	4.8	6.9	12.1	69.4	89.1
[90-100%)	15.9	26.2	8.8	21.9	12.8	10.3
[80-90%)	7.8	9.1	10.7	12.9	9.4	0.6
[70-80%)	1.9	4.3	11.4	3.1	1.7	0.0
[60-70%)	5.1	2.4	12.5	15.6	6.7	0.0
[50-60%)	4.7	4.4	4.9	3.5	0.0	0.0
<50%	49.5	48.7	44.9	30.9	0.0	0.0

Vào các tháng mùa lũ (tháng 7,8,9) số giờ giá thị trường điện xuống thấp dưới 50% giá trần thị trường điện chiếm khoảng 50% và số giờ giá thị trường điện trên 50% giá trần thị trường điện cũng chiếm khoảng 50%. Sang mùa tích nước và mùa khô cuối năm 2012 thì giá thị trường gần như phân bố ở trên 50% giá trần thị trường, đặc biệt các tháng 11 và tháng 12/2012 giá thị trường gần như đạt giá trần hoặc ở mức 80-100% giá trần thị trường.

2.1.2. Diễn biến giá điện năng thị trường năm 2013

Phân bố giá điện năng thị trường năm 2013 như sau:

Bảng 2. Diễn biến Giá điện năng thị trường năm 2013

SMP/SMPcap (%)	Phân bố giá điện năng thị trường (%)											
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
100%	86.7	49.9	72.6	61.3	21.1	14.2	0.1	0.1	0.0	0.3	0.1	9.1
[90-100%)	9.0	10.4	14.1	20.8	10.8	3.6	0.1	0.0	0.6	2.0	0.6	13.7
[80-90%)	2.2	7.9	4.3	4.7	17.2	4.4	2.2	4.0	4.9	12.6	0.7	7.0
[70-80%)	0.7	14.6	3.1	8.3	9.5	10.3	5.6	1.2	3.5	3.5	0.1	4.8

	<i>Phân bố giá điện năng thị trường (%)</i>											
SMP/SMPcap (%)	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
[60-70%)	0.7	8.9	3.1	0.6	35.8	5.8	5.1	30.2	5.4	3.4	3.6	6.6
[50-60%)	0.0	2.7	1.9	0.4	0.0	22.8	23.7	38.2	35.1	20.7	5.7	5.0
<50%	0.8	5.7	0.9	3.9	5.6	38.9	63.2	26.2	50.6	57.5	89.2	53.8

Vào các tháng mùa khô đầu năm 2013 giá điện năng thị trường điện thường xuyên ở mức cao, đa số các giờ đạt hoặc xấp xỉ giá trần thị trường điện. Còn các tháng mùa lũ giá thị trường giảm thấp, trung bình khoảng 47 % số giờ có giá điện năng thị trường chiếm ở mức dưới 50% giá trần thị trường. Tháng 10 và 11/2013 là giai đoạn tích nước của các hồ thủy điện nhưng năm 2013 có đặc biệt là trong giai đoạn này nước các hồ tiếp tục về nhiều nên giá thị trường đã xuống rất thấp.

2.1.3. Diễn biến giá điện năng thị trường 6 tháng đầu năm 2014

Phân bố giá điện năng thị trường năm 2014 như sau:

Bảng 3. Diễn biến Giá điện năng thị trường 6 tháng đầu năm 2014

	<i>Phân bố giá điện năng thị trường (%)</i>					
SMP/SMPcap (%)	T1	T2	T3	T4	T5	T6
100%	0.9	39.9	85.1	21.0	29.0	79.6
[90-100%)	1.5	6.8	7.8	15.6	8.6	12.5
[80-90%)	5.2	7.1	3.2	5.8	14.9	2.1
[70-80%)	3.5	7.3	3.1	7.4	2.8	3.1
[60-70%)	13.2	10.9	0.7	13.9	13.4	1.5
[50-60%)	19.5	9.2	0.1	21.4	15.6	0.8
<50%	56.2	18.8	0.0	15.0	15.6	0.4

Các tháng mùa khô đầu năm 2014 (trừ tháng 1 là tháng tết, nhu cầu phụ tải thấp) giá điện năng thị trường thường xuyên ở mức cao, rất ít giờ giá điện năng thị trường xuống thấp dưới 50% giá trần thị trường.

2.1.4. Diễn biến chung của giá điện năng thị trường sau 2 năm vận hành

Qua các bảng tổng hợp diễn biến số liệu thị trường và phân tích xu hướng giá điện năng thị trường trong thời gian vừa qua có thể thấy rằng giá thị trường phản ánh tương đối sát với tình huống hệ thống điện, phù hợp mức dự phòng năng lượng của từng giai đoạn. Vào các tháng mùa lũ (tháng 7,8,9) giá thị trường có nhiều giờ đạt dưới 50% so với giá trần thị trường, ít giờ đạt giá trần thị trường. Vào các tháng mùa khô giá điện năng thị trường thường xuyên ở mức cao bằng hoặc xấp xỉ giá trần thị trường. Đồng thời qua bảng trên cho thấy giá thị trường điện

biến động rất lớn, từ tháng này qua tháng khác, giữa các ngày trong tháng và giữa các giờ trong ngày. Giá thị trường cũng đã phản ánh đúng tương quan giữa nguồn và tải trong hệ thống.

2.2. Tác động của cơ chế hợp đồng CfD trong thị trường điện

Khoản thanh toán cho Nhà máy điện tham gia thị trường điện bao gồm: khoản thanh toán trên thị trường điện giao ngay (Rttđ), khoản thanh toán theo hợp đồng dạng sai khác (Rcfd) và các khoản thanh toán khác (chủ yếu là khoản thanh toán trong các chu kỳ nhà máy điện tách ra khỏi thị trường). Cơ cấu các khoản thanh toán trong thời gian vận hành thị trường điện vừa qua như sau:

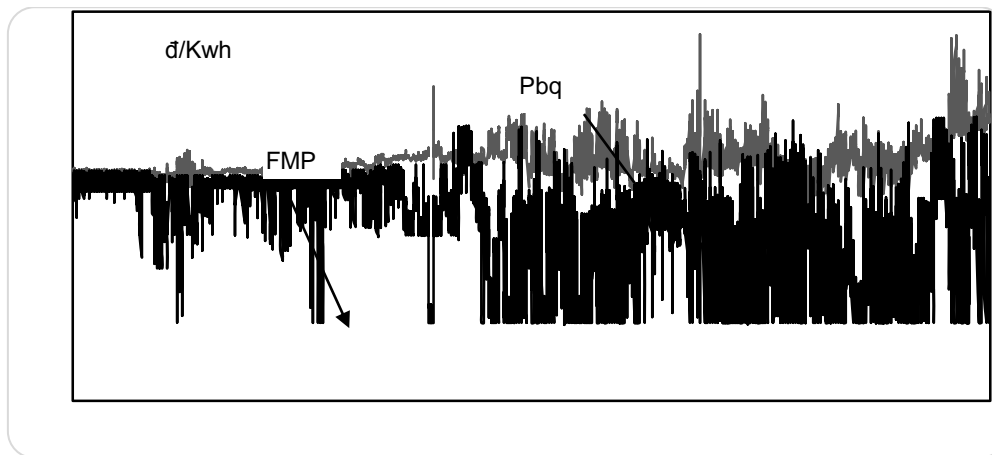
Bảng 4. Cơ cấu các khoản thanh toán

Năm	Rttđ	Rcfd	Rkhac
7/2012-12/2012	70.4%	23.6%	6.0%
1/2013-12/2013	63.4%	27.5%	9.1%
1/2014-6/2014	84.2%	8.9%	9.9%
Tổng 2 năm	71.7%	20.5%	7.8%

Số liệu trên phản ánh khoản thanh toán theo hợp đồng dạng sai khác chỉ chiếm khoảng 8.9% đến 27.5% tổng tiền điện thanh toán cho các nhà máy điện. Vào các tháng mùa lũ giá thị trường xuống thấp thì khoảng chênh lệch giữa giá hợp đồng của từng nhà máy điện với giá thị trường toàn phần lớn nên khoản thanh toán theo hợp đồng dạng sai khác chiếm tỷ lệ cao (khoảng 25%). Ngược lại vào mùa khô thì giá thị trường tăng cao và khoảng chênh lệch giữ giá hợp đồng của từng nhà máy điện với giá thị trường toàn phần nhỏ hơn so với mùa khô nên khoản thanh toán theo hợp đồng CfD chiếm tỷ lệ thấp (khoảng 10%). Tuy khoản thanh toán theo hợp đồng CfD không chiếm tỷ lệ cao trong tổng khoản thanh toán cho nhà máy điện nhưng cơ chế hợp đồng CfD đã giúp ổn định giá thanh toán bình quân cho các nhà máy điện. Tính toán giá mua điện bình quân của toàn thị trường từng giờ năm 2013 cho thấy dù giá thị trường biến động mạnh nhưng phân bố giá thanh toán bình quân tương đối ổn định. Phân bố giá bán điện bình quân (Pbq) và giá thị trường toàn phần (FMP) trong năm 2013 như trong hình 1.

Việc giá thị trường biến động mạnh có thể gây rủi ro cho các đơn vị phát điện và cả bên mua điện là EVN/EPTC. Tuy nhiên với cơ chế hợp đồng CfD sẽ làm giảm rủi ro tài chính và các đơn vị phát điện yên tâm hơn khi tham gia thị trường điện. Đồng thời cũng hạn chế rủi ro vấn đề tài chính cho Đơn vị mua buôn duy nhất. Mặc dù giá thị trường điện biến động rất nhiều nhưng giá thanh toán bình quân của toàn bộ các Đơn vị phát điện không biến động nhiều. ***Vì vậy cơ chế hợp đồng dạng sai khác đã vận hành tốt trong thị trường điện Việt Nam, đảm bảo hạn chế được rủi ro cho cả bên mua và bên bán điện trong điều kiện giá thị trường điện có nhiều biến động.*** Tuy nhiên từ công thức (1) cho thấy mức độ hiệu quả của cơ chế hợp đồng CfD đối với thị trường phụ thuộc vào: (i) yếu tố tác động đến xu thế giá thị trường và (ii) tương quan giữa sản lượng điện hợp đồng và sản lượng điện thực phát của từng nhà máy điện (α tt). Ở phần

tiếp theo của báo cáo sẽ phân tích ảnh hưởng của yếu tố tỷ lệ mua điện qua hợp đồng và lựa chọn mức giá trần thị trường hiệu quả hoạt động của cơ chế hợp đồng CfD.



Hình 1. Phân bố giá bán điện bình quân trong năm 2013

3. ĐÁNH GIÁ VÀ KIẾN NGHỊ

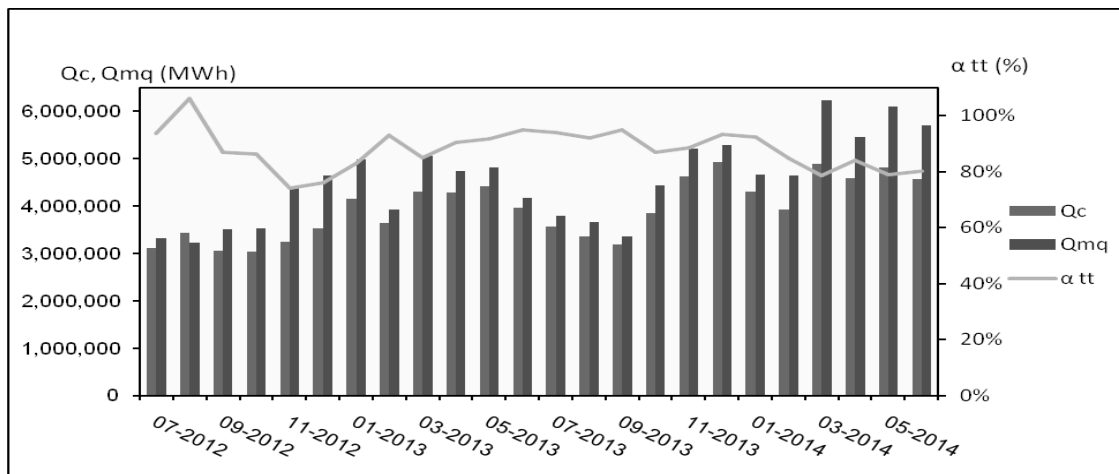
3.1. Tác động của tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng tới hiệu quả của cơ chế hợp đồng CfD

Theo quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh thì tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng (α_{cb} , được quy định riêng cho các loại hình công nghệ thủy điện và nhiệt điện, tỷ lệ này không cao hơn 95% và không thấp hơn 60%). ERAV có trách nhiệm xác định và công bố tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng của đơn vị phát điện hàng năm. Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV công bố được dùng để tính sản lượng điện hợp đồng (sản lượng được thanh toán giá hợp đồng) dựa trên sản lượng điện kế hoạch năm. Tuy nhiên sản lượng phát thực tế của nhà máy điện sẽ khác sản lượng điện kế hoạch nên tỷ lệ sản lượng điện thanh toán theo giá hợp đồng nếu tính trên sản lượng thực phát sẽ khác tỷ lệ đã công bố. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do ERAV công bố (α_{cb}) và tỷ lệ sản lượng thực tế thanh toán theo giá hợp đồng (α_{tt}) trong thời gian vừa qua như sau:

Bảng 5. Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng

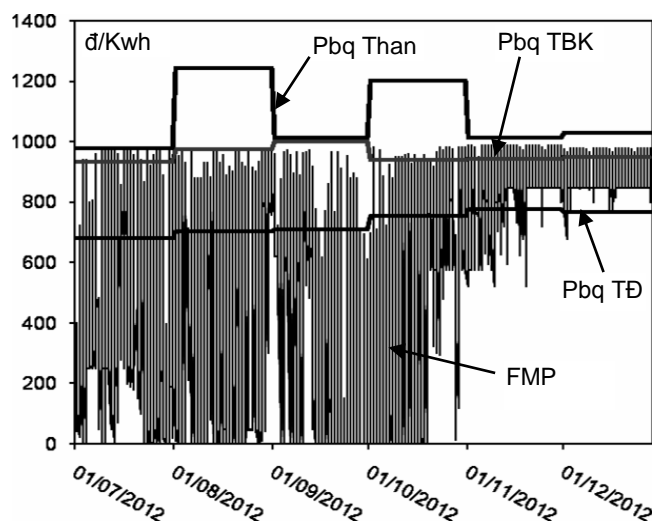
Thời gian	Thủy điện		Nhiệt điện	
	Tỷ lệ công bố (α_{cb})	Tỷ lệ thực tế (α_{tt})	Tỷ lệ công bố (α_{cb})	Tỷ lệ thực tế (α_{tt})
7/2012-8/2012	95%	78.7%	95%	106%
9/2012-3/2013	90%	70.6%	90%	84.7%
4/2013-6/2014	80%	70.4	90%	89.3

Trong thời gian vừa qua, tỷ lệ sản lượng thực tế thanh toán theo giá hợp đồng của nhà máy thủy điện thấp hơn so với tỷ lệ công bố. Điều đó xảy ra do điều kiện thủy văn tính toán kế hoạch vận hành thị trường là giả thiết và điều kiện thủy văn của Việt Nam rất bất định, khó dự đoán. Kết quả vận hành thị trường cũng thể hiện tỷ lệ sản lượng điện thực tế thanh toán theo giá hợp đồng giữa các tháng cũng khác nhau. Sản lượng điện thực tế (Q_{mq}), sản lượng điện (Q_c) và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng từng tháng thể hiện ở hình 2.

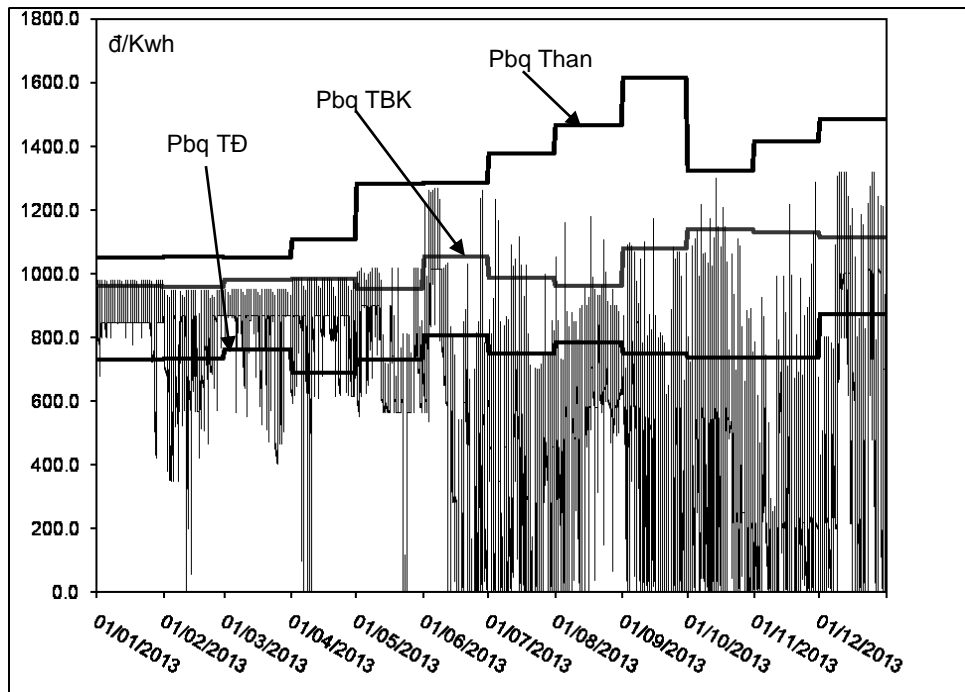


Hình 2. Tỷ lệ sản lượng điện thực tế thanh toán theo giá hợp đồng

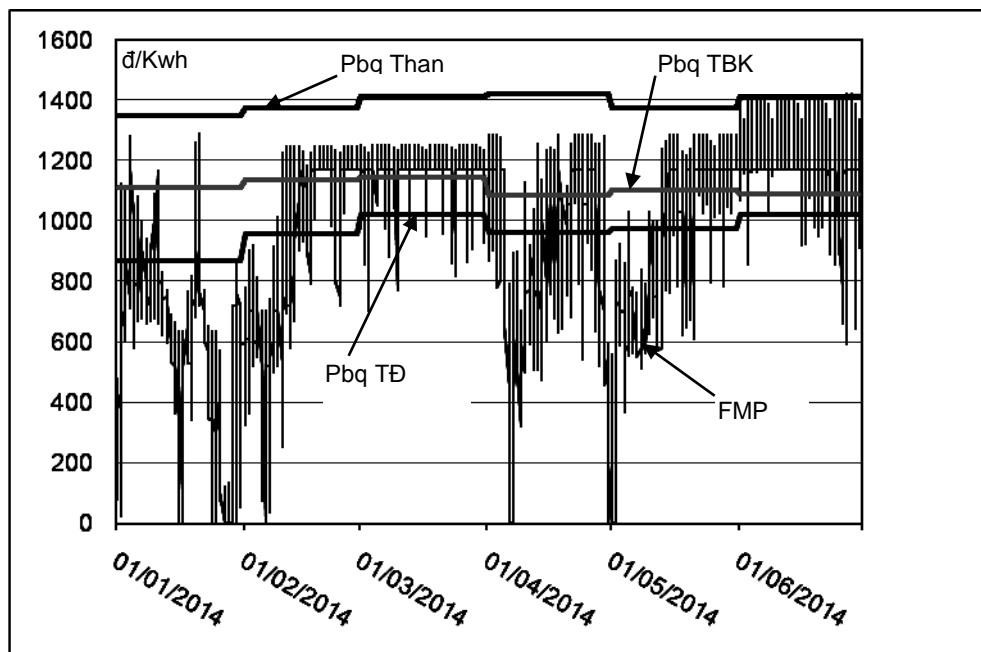
Để đánh giá tỷ lệ sản lượng điện thanh toán theo giá hợp đồng ảnh hưởng đến cơ chế hoạt động CfD trong thị trường, nghiên cứu thực hiện tính toán chi phí mua điện bình quân hàng tháng của các nhà máy thủy điện (P_{bq} TĐ), nhà máy nhiệt điện than (P_{bq} Than) và nhà máy turbin (P_{bq} TBK). Mối quan hệ giữa giá thị trường điện toàn phần (FMP) và giá thanh toán bình quân tháng của các loại nguồn trong thị trường điện như các hình dưới đây:



Hình 3. Tương quan giữa giá thị trường toàn phần và chi phí mua điện bình quân của thị trường 6 tháng cuối năm 2012



Hình 4. Tương quan giữa Giá thị trường toàn phần và chi phí mua điện bình quân của thị trường năm 2013



Hình 5. Tương quan giữa Giá thị trường toàn phần và chi phí mua điện bình quân của thị trường 6 tháng đầu năm 2014

Từ mối quan hệ giữa giá thị trường điện toàn phần và giá thanh toán bình quân tháng, nghiên cứu xem xét và đề xuất xem xét tỷ lệ thanh toán sản lượng theo giá hợp đồng như sau:

3.1.1. Đối với các nhà máy thủy điện

Kết quả vận hành thị trường đã chỉ ra tỷ lệ sản lượng thực tế thanh toán theo giá hợp đồng của nhà máy thủy điện thấp hơn so với tỷ lệ công bố. Đây là vấn đề cần phải lưu ý vì có thể sẽ ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động của thị trường trong giai đoạn hiện nay. Đa số các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện có giá bán điện theo hợp đồng mua bán điện thấp hơn giá hợp đồng của nhà máy điện chạy than và turbin khí. Đồng thời trong năm có rất nhiều thời điểm giá thị trường cao hơn giá hợp đồng của các nhà máy thủy điện, đặc biệt là vào các giờ cao điểm khi thủy điện thường được huy động. Vì vậy khoản thanh toán trên thị trường giao ngay với giá thị trường toàn phần cho phần sản lượng được huy động sẽ cao hơn nếu áp sản lượng thực phát đó theo giá hợp đồng. Điều này sẽ gây rủi ro tài chính cho bên mua điện là EPTC/EVN. Chính nhờ có cơ chế hợp đồng sai khác sẽ hạn chế bớt rủi ro này: Khi giá thị trường vượt quá giá hợp đồng thì bên bán điện sẽ trả lại cho bên mua một khoản tiền bằng khoảng chênh lệch giữa giá Pc và Giá thị trường nhân với sản lượng điện hợp đồng của giờ tương ứng (Công thức 1). Với xu hướng và tương quan giữa giá thị trường toàn phần với giá hợp đồng của nhà máy thủy điện như đang diễn ra hiện nay thì mức độ cao rủi ro của Bên mua điện sẽ tăng nếu tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng (Q_c giảm). Trong thời gian vừa qua cho thấy rằng giá nhiên liệu than khí tăng lên thì giá trần thị trường có xu hướng tăng theo. Tuy nhiên việc tăng giá trần có thể dẫn đến giá thị trường điện thường càng cao hơn giá hợp đồng của thủy điện. ***Vì vậy với diễn biến giá thị trường như giai đoạn hiện nay và trong giai đoạn dự phòng năng lượng hệ thống còn thấp thì các Cơ quan quản lý nhà nước về thị trường điện cần cân nhắc để giữ tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng ở mức hợp lý, không nên giảm quá thấp. Đề xuất trong giai đoạn hiện nay có thể giữ tỷ lệ này ở mức cao hơn 80% (khoảng 85 đến 90%).***

3.1.2. Đối với nhà máy nhiệt điện (than và turbin khí)

Trong điều kiện cung cầu trong hệ thống điện hiện nay và chừng nào mức dự phòng hệ thống điện còn thấp thì vẫn cần có mức giá trần thị trường điện để đảm bảo sự ổn định của chính sách giá điện. Tuy nhiên trong thị trường điện Việt Nam có đặc điểm là có nhiều loại nguồn điện (thủy điện, nhiệt điện than, turbin khí) tham gia, giữa các loại nguồn có sức mạnh cạnh tranh khác nhau thể hiện qua mức chênh lệch giá của các nhà máy điện. Thậm chí cùng loại nguồn nhưng giữa các nhà máy cũ và nhà máy điện mới đưa vào vận hành cũng có sức cạnh tranh khác nhau. Do vậy việc cần lựa chọn mức giá trần thị trường hợp lý để vừa đảm bảo cho các nhà máy điện tham gia được thị trường thu hồi được chi phí vừa đảm bảo sự ổn định của chính sách giá điện.

Với giá than và khí như trong giai đoạn vận hành thị trường điện vừa qua thì các nhà máy nhiệt điện đều có giá hợp đồng cao hơn hoặc xấp xỉ giá trần thị trường. Đây cũng là vấn đề cần xem xét để đảm bảo tính cạnh tranh cho nhà máy nhiệt điện tham gia thị trường điện. Nhà máy nhiệt điện đang có tính cạnh tranh thấp trên thị trường điện giao ngay và đang được hạn chế rủi ro nhờ cơ chế hợp đồng CfD. Từ tương quan thể hiện ở trên cho thấy giá thị trường toàn phần thường thấp hơn giá mua điện bình quân của nhiệt điện. Điều này được lý giải là nhờ cơ chế hợp đồng CfD được áp dụng thì ngoài khoản doanh thu trên thị trường giao ngay theo giá thị trường toàn phần, các nhà máy nhiệt điện sẽ nhận thêm một khoản thanh toán bằng khoảng

chênh lệch giữa giá Pc và Giá thị trường nhân với sản lượng điện hợp đồng của giờ tương ứng (Công thức 1). Cơ chế hợp đồng CfD trong trường hợp này đã bảo vệ rủi ro cho nhà máy nhiệt điện có tính cạnh tranh thấp trên thị trường. Mức độ rủi ro của nhà máy nhiệt điện càng tăng khi tỷ lệ mua điện qua hợp đồng giảm và giá trần thị trường còn thấp giá hợp đồng. ***Trong điều kiện giá trần thị trường chưa thể vượt được giá hợp đồng của nhà máy điện than thì không nên giảm nhiều tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng. Tỷ lệ này cần phải được xem xét đồng thời với giá trần thị trường điện để đảm bảo cho nhà máy điện than có thể cạnh tranh được trên thị trường.***

3.2. Vấn đề quản lý hợp đồng quá khứ khi chuyển sang thị trường bán buôn cạnh tranh

Trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh hiện nay, hợp đồng CfD đang được ký kết giữa EPTC và Đơn vị phát điện. Khi chuyển sang thị trường bán buôn cạnh tranh thì các Đơn vị phát điện cũng có thể ký kết hợp đồng CfD với Tổng Công ty Điện lực hoặc ký kết với Đơn vị bán buôn điện. Việc xử lý các hợp đồng CfD quá khứ đã được ký kết giữa EPTC (là Đơn vị mua buôn duy nhất) và Đơn vị phát điện sẽ được đặt ra khi chuyển sang thị trường bán buôn hoàn chỉnh. Việc chuyển đổi các hợp đồng quá khứ cho các Tổng Công ty Điện lực hay để EPTC nắm giữ cần phải được nghiên cứu kỹ vì sẽ ảnh hưởng đến hoạt động thị trường điện và chi phí mua điện bình quân

Như đã phân tích ở trên mặc dù giá thị trường có nhiều biến động nhưng nhờ có cơ chế hợp đồng CfD đã làm cho giá mua điện bình quân ít biến động và là một yếu tố về mặt nguyên tắc vận hành để ổn định chính sách giá điện bán lẻ. Với việc EPTC đang nắm giữ các hợp đồng và cơ chế tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng có tính đến tối ưu hệ thống như hiện nay sẽ đảm bảo được tối ưu chi phí hệ thống điện và chính sách giá điện ổn định. Trong trường hợp các Tổng Công ty Điện lực nắm giữ các hợp đồng CfD quá khứ và các hợp đồng CfD ký mới thì họ sẽ tự thỏa thuận sản lượng điện hợp đồng với các Nhà máy điện và biểu đồ sản lượng điện hợp đồng của các Tổng Công ty Điện lực sẽ không đảm bảo được việc tối thiểu chi phí hệ thống điện và chính sách ổn định giá điện có thể bị ảnh hưởng. Do vậy đề xuất nghiên cứu phương án EPTC giữ các hợp đồng quá khứ để triển khai thị trường điện bán buôn cạnh tranh hoàn chỉnh trong điều kiện vẫn cần sự ổn định của chính sách giá điện. Khi thị trường bán buôn hoạt động tốt mới xem xét việc giảm tỷ lệ sản lượng điện hợp đồng ký qua EPTC nhưng vẫn khống chế một tỷ lệ sản lượng điện ký qua EPTC để đủ đảm bảo ổn định được chính sách giá điện và thực hiện nghĩa vụ với các khách hàng không đủ điều kiện tham gia trong thị trường điện bán buôn. Đây là vấn đề khó nên các cơ quan quản lý cần có các nghiên cứu cẩn thận tiếp theo trước khi đưa ra quyết định.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Bộ Công Thương, 2009, Quyết định số 6713 ngày 31/12/2009 của Bộ trưởng Phê duyệt thiết kế thị trường phát điện cạnh tranh.
- [2] Bộ Công Thương, 2013, Thông tư số 03 ngày 8/2/2013 Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

