

**QUYẾT ĐỊNH**

**Phê duyệt phương án vận hành  
Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018**

**BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG**

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Nghị định số 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08 tháng 11 năm 2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam;

Căn cứ Quyết định số 8266/QĐ-BCT ngày 10 tháng 8 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam;

Xét đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực,

**QUYẾT ĐỊNH:**

**Điều 1.** Phê duyệt phương án vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) thí điểm năm 2018 với các nội dung chính như sau:

1. Mục tiêu

a) Thử nghiệm các cơ chế của Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và thực hiện thanh toán thật đối với một phần sản lượng điện năng mua đầu nguồn của các Tổng công ty điện lực (TCTĐL);

b) Nâng cao năng lực cho các TCTĐL và các đơn vị liên quan;

c) Đánh giá tác động, rút kinh nghiệm, điều chỉnh, hoàn thiện các cơ chế vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức từ năm 2019.

2. Phạm vi điều chỉnh

a) Quyết định này quy định về cơ chế vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018 bao gồm: phương án phân bổ hợp đồng, cơ chế vận hành thị trường điện giao ngay, đo đếm điện năng, thanh toán và trách



nhiệm của các đơn vị liên quan trong việc chuẩn bị, thực hiện Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018;

b) Đơn vị phát điện tiếp tục tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) theo quy định hiện hành của Bộ Công Thương;

c) TCTĐL thanh toán một phần (X%) sản lượng điện năng đầu nguồn theo cơ chế qui định tại Quyết định này, phần sản lượng điện còn lại mua từ EVN theo cơ chế giá bán buôn điện nội bộ của EVN (BST).

3. Đối tượng tham gia Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018 bao gồm:

a) Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

b) Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia;

c) Đơn vị phát điện;

d) Các Tổng công ty điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, thành phố Hà Nội và thành phố Hồ Chí Minh;

đ) Công ty Mua bán điện;

e) Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia.

4. Chu kỳ giao dịch và thanh toán

a) Chu kỳ giao dịch trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018 là 01 giờ. Chu kỳ giao dịch đầu tiên của ngày giao dịch D được tính từ 00h00 phút của ngày D;

b) Ngày giao dịch D là ngày dương lịch hiện tại của năm dương lịch;

c) Chu kỳ thanh toán: Chu kỳ thanh toán trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018 là 01 tháng được tính từ ngày 01 đến ngày cuối cùng của tháng dương lịch của năm 2018.

5. Phân bổ hợp đồng cho TCTĐL

a) Phân bổ hợp đồng năm 2018 cho các TCTĐL

Phân bổ hợp đồng của Nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 4 thuộc Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ - Chi nhánh Công ty TNHH Một thành viên - Tổng công ty phát điện 3 cho các TCTĐL.

b) Nguyên tắc phân bổ hợp đồng

- Giá hợp đồng giữa EVN và các đơn vị phát điện được tính theo quy định tại Hợp đồng mua bán điện Nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 4 giữa EVN và Tổng công ty phát điện 3;

- Tổng sản lượng hợp đồng năm, tháng, giờ của Nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 4 tham gia VWEM thí điểm 2018 phân bổ cho các TCTĐL bằng sản lượng hợp đồng năm, tháng, giờ được xác định theo trình tự quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh;





- Đảm bảo chi phí mua điện bình quân của TCTĐL từ các hợp đồng được phân bổ là tương đương nhau. Sản lượng hợp đồng phân bổ cho từng TCTĐL được thực hiện theo nguyên tắc sau:

+ Sản lượng hợp đồng dự kiến năm 2018 [ $Q_{dk,c,n}(g,l)$ ] của TCTĐL  $l$  với nhà máy điện ( $g$ ) được phân bổ từ sản lượng hợp đồng năm 2018 của nhà máy điện  $g$  theo tỷ trọng sản lượng điện mua đầu nguồn dự kiến năm 2018 do các TCTĐL dự báo và được tính toán theo công thức sau:

$$Q_{dk,c,n}(g,l) = Q_{c,n}^{vcgm}(g) * \frac{A_{dk,n}(l)}{\sum_{l=1}^5 A_{dk,n}(l)}$$

Trong đó:

$Q_{c,n}^{vcgm}(g)$ : Sản lượng hợp đồng năm 2018 của nhà máy điện  $g$  (nhà máy điện được phân bổ hợp đồng) được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (kWh);

$A_{dk,n}(l)$ : Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự kiến năm 2018 của TCTĐL  $l$  (kWh).

+ Sản lượng hợp đồng dự kiến tháng M năm 2018 [ $Q_{dk,c,m}(g,l)$ ] của TCTĐL  $l$  với nhà máy điện  $g$  được phân bổ từ sản lượng hợp đồng tháng M năm 2018 của nhà máy điện  $g$  theo tỷ trọng sản lượng điện mua đầu nguồn dự kiến tháng M năm 2018 do các TCTĐL dự báo và được tính toán theo công thức sau:

$$Q_{dk,c,m}(g,l) = Q_{c,m}^{vcgm}(g) * \frac{A_{dk,m}(l)}{\sum_{l=1}^5 A_{dk,m}(l)}$$

Trong đó:

$Q_{c,m}^{vcgm}(g)$ : Sản lượng hợp đồng tháng M năm 2018 của nhà máy điện  $g$  được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (kWh);

$A_{dk,m}(l)$ : Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự kiến tháng M năm 2018 của TCTĐL  $l$  (kWh).

+ Sản lượng hợp đồng giờ  $t$  [ $Q_c(g,l,t)$ ] của TCTĐL  $l$  với nhà máy điện  $g$  được phân bổ từ sản lượng hợp đồng giờ  $t$  của nhà máy điện  $g$  theo tỷ trọng sản lượng điện mua đầu nguồn dự kiến giờ  $t$  do các TCTĐL dự báo và được tính toán theo công thức sau:

$$Q_c(g,l,t) = Q_c^{vcgm}(g,t) * \frac{A_{dk}(l,t)}{\sum_{l=1}^5 A_{dk}(l,t)}$$

Trong đó:

$Q_c^{vcgm}(g,t)$ : Sản lượng hợp đồng giờ  $t$  của nhà máy điện  $g$  được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (kWh);

$A_{dk}(l,t)$ : Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự kiến giờ  $t$  của TCTĐL  $l$  (kWh).



+ Kết quả sản lượng hợp đồng giờ tính toán theo công thức trên được sử dụng để tính toán, thanh toán khoản thanh toán hợp đồng phân bổ cho các TCTĐL.

Trường hợp, sản lượng hợp đồng giờ của nhà máy điện g được điều chỉnh trong tháng vận hành (khác với sản lượng tính toán theo kế hoạch tháng) theo quy định của Thị trường phát điện cạnh tranh, thì sản lượng hợp đồng giờ phân bổ cho các TCTĐL sẽ được điều chỉnh tính toán lại theo công thức trên.

c) Trách nhiệm của EVN và các TCTĐL

- EVN tiếp tục thực hiện đầy đủ các nghĩa vụ hợp đồng đã ký với các đơn vị phát điện theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh;

- EVN uỷ quyền cho các TCTĐL phối hợp với đơn vị phát điện có nhà máy điện được phân bổ hợp đồng thực hiện tính toán đối soát, xác nhận khoản thanh toán hợp đồng sai khác tương ứng với phần sản lượng được phân bổ.

d) Trình tự phối hợp, tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng

- Trình tự tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng:

+ Trước ngày 30 tháng 12 năm 2017, TCTĐL có trách nhiệm cung cấp sản lượng điện mua đầu nguồn dự kiến năm 2018 và các tháng của năm 2018 cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, đồng thời báo cáo Cục Điều tiết điện lực;

+ Trước ngày 31 tháng 12 năm 2017, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm tính toán và cung cấp kết quả tính toán sản lượng hợp đồng dự kiến năm, tháng cho các TCTĐL và các đơn vị phát điện được phân bổ hợp đồng, Công ty Mua bán điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đồng thời báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

- Trình tự tính toán sản lượng hợp đồng giờ:

+ Trước ngày 15 tháng M-1, các TCTĐL có trách nhiệm cung cấp biểu đồ phụ tải dự kiến từng giờ của tháng M gửi Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia;

+ Trước ngày 25 tháng M-1, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm tính toán và cung cấp sản lượng hợp đồng giờ cho các TCTĐL và các đơn vị phát điện được phân bổ hợp đồng, Công ty Mua bán điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đồng thời báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

đ) Trách nhiệm cung cấp thông tin về giá hợp đồng

Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin về giá hợp đồng tạm tính và chính thức của nhà máy điện được phân bổ hợp đồng cho các TCTĐL phục vụ công tác tính toán, đối soát thanh toán hợp đồng.

6. Thu thập số liệu đo đếm điện năng đầu nguồn của các TCTĐL

a) Các vị trí đo đếm ranh giới của TCTĐL bao gồm: Vị trí đo đếm giao nhận với lưới điện truyền tải; vị trí đo đếm giao nhận với các nhà máy điện đầu





nối vào lưới điện phân phối của TCTĐL; vị trí đo đếm giao nhận với TCTĐL khác; vị trí đo đếm giao nhận tại điểm xuất - nhập khẩu trên lưới điện phân phối (từ cấp điện áp trung áp trở lên) của TCTĐL;

b) Phương thức thu thập số liệu đo đếm tại các điểm đo đếm ranh giới giao nhận đầu nguồn của TCTĐL được thực hiện như sau:

- Phương thức 1: Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) đồng bộ thời gian và thu thập số liệu đo đếm trực tiếp tới tất cả các công tơ đo đếm trong phạm vi quản lý thông qua Hệ thống thu thập và quản lý số liệu đo đếm của A0;

- Phương thức 2: Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm (các Đơn vị phát điện, Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia và các TCTĐL) thu thập số liệu đo đếm của các công tơ đo đếm thông qua Hệ thống thu thập số liệu đo đếm trong phạm vi quản lý. Các số liệu đo đếm này được truyền về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của EVN.

c) Trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm

- Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) có trách nhiệm thực hiện thu thập đầy đủ các số liệu đo đếm ranh giới giao nhận của các TCTĐL, ranh giới xuất khẩu điện trên lưới truyền tải điện để thực hiện tính toán, thanh toán trong thị trường điện;

- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia và các TCTĐL có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý và gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của EVN để sử dụng làm nguồn số liệu so sánh đối chiếu với bộ số liệu do A0 thu thập trực tiếp và xác nhận số liệu đo đếm chính thức sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện;

- Các nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống không tham gia Thị trường bán buôn điện thực hiện thu thập số liệu đo đếm trong phạm vi quản lý và gửi về TCTĐL (đối với nhà máy điện được các TCTĐL thực hiện quản lý mua bán điện) hoặc gửi về A0 (đối với các nhà máy điện năng lượng tái tạo ký hợp đồng mua bán điện với Công ty Mua bán điện) để sử dụng làm nguồn số liệu dự phòng và so sánh đối chiếu với bộ số liệu do TCTĐL hoặc A0 thu thập trực tiếp. TCTĐL gửi số liệu đo đếm các nhà máy điện có công suất từ 30MW trở xuống (đối với các nhà máy điện được TCTĐL thực hiện quản lý mua bán điện) cho A0 trước 12h ngày D+1 thông qua trang web thị trường điện hoặc hệ thống đo đếm của A0;

- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia, TCTĐL và Đơn vị phát điện khi mở rộng ngăn lộ, đưa công trình điện mới vào vận hành hoặc tiến hành các công tác làm thay đổi các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận hoặc phương thức giao nhận điện năng đo đếm ranh giới phải thống nhất phương thức giao nhận điện năng với các đơn vị liên quan và A0 theo quy định về đo đếm điện năng trong hệ thống điện (Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ Công Thương và các văn bản có liên quan) và có trách nhiệm thông báo, cập nhật về sự thay đổi và đầu tư, lắp đặt các hệ thống liên quan để đảm bảo số liệu đo đếm điện năng được thu thập và truyền về A0 chính xác và kịp thời;





- A0 thực hiện lưu trữ, quản lý và chia sẻ số liệu đo đếm cho các đơn vị liên quan phục vụ vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm.

d) Thời gian thu thập số liệu đo đếm: Hàng ngày, các đơn vị thực hiện công tác kiểm tra và thu thập số liệu đo đếm từ các công tơ trong phạm vi trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm của mình theo thời gian biểu như sau:

- Từ 0h15 - 3h00: A0 thực hiện thu thập số liệu đo đếm (48 chu kỳ của ngày D-1) của tất cả các vị trí đo đếm trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thuộc phạm vi quản lý của NPT, các TCTĐL bao gồm cả số liệu đo đếm xuất nhập khẩu điện;

- Từ 3h00-7h00: Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia và các TCTĐL thực hiện thu thập số liệu đo đếm (48 chu kỳ của ngày D-1) của các vị trí đo đếm trong phạm vi quản lý, bao gồm cả số liệu đo đếm xuất - nhập khẩu điện và gửi vào kho số liệu đo đếm dùng chung của EVN và A0;

- Từ 7h00-10h00: A0 tổng hợp công bố số liệu đo đếm (48 chu kỳ của ngày D-1) của tất cả các vị trí đo đếm trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thuộc phạm vi quản lý của NPT, các TCTĐL bao gồm cả số liệu đo đếm xuất nhập khẩu điện;

- Từ 10h00-14h30: TCTĐL, Công ty mua bán điện, Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia thực hiện kiểm tra, xử lý sai lệch, xác nhận số liệu điện năng giao nhận;

- Từ 14h30-16h00: A0 công bố số liệu đo đếm chính thức phục vụ tính toán thanh toán trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh lên trang website thị trường điện và chia sẻ số liệu cho các đơn vị liên quan.

đ) Đồng bộ thời gian hệ thống đo đếm: Thực hiện đồng bộ thời gian theo quy định tại về đo đếm điện năng trong hệ thống điện (Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ Công Thương và các văn bản có liên quan).

#### e) Kiểm tra số liệu đo đếm

- Kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm do A0 thu thập trực tiếp với số liệu đo đếm được thu thập và lưu trữ tại các công tơ đo đếm thuộc phạm vi quản lý của các đơn vị để bảo đảm tính minh bạch, đầy đủ và chính xác của số liệu đo đếm;

- Nguồn số liệu do A0 thu thập là nguồn số liệu chính, sử dụng so sánh với số liệu do các đơn vị gửi về; so sánh số liệu đo đếm chính và dự phòng; thu thập lại số liệu đo đếm khi có nghi ngờ, bất thường.

#### g) Ước tính số liệu đo đếm

Khi số liệu đo đếm công tơ chính (bao gồm số liệu điện năng tác dụng, phản kháng) không thu thập được hoặc thu thập không chính xác thì số liệu đo đếm được xác định và ước tính theo quy định về đo đếm điện năng trong hệ thống điện (Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ Công Thương và các văn bản có liên quan).





h) Phân quyền truy cập, sử dụng số liệu đo đếm

- Đối với số liệu đo đếm điện năng của các nhà máy điện: Thực hiện theo các văn bản pháp lý quy định về đo đếm điện năng.

- Đối với số liệu đo đếm điện năng giao nhận đầu nguồn của Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia và các TCTĐL, EVN thực hiện phân quyền truy cập kho dữ liệu đo đếm dùng chung của EVN cho các đơn vị trực thuộc để đảm bảo đầy đủ số liệu phục vụ tính toán, thanh toán trên Thị trường bán buôn điện thí điểm;

- A0 có trách nhiệm công bố dữ liệu đo đếm ranh giới giao nhận đầu nguồn (đo đếm chính và dự phòng) cho các TCTĐL để làm cơ sở kiểm tra, đối soát, xác nhận sản lượng điện năng, các khoản thanh toán trong Thị trường bán buôn điện thí điểm.

i) Xác nhận số liệu đo đếm

- Các đơn vị áp dụng chữ ký điện tử trong việc xác nhận số liệu đo đếm trên trang thông tin thị trường điện của A0;

- TCTĐL phối hợp với A0, Công ty mua bán điện và các đơn vị liên quan xác nhận số liệu đo đếm ranh giới giao nhận đầu nguồn của TCTĐL.

k) Lưu trữ số liệu: Số liệu đo đếm phải được các đơn vị lưu trữ ít nhất trong 05 năm phục vụ các mục đích quản lý vận hành, xử lý khi mất số liệu, kiểm tra, kiểm toán số liệu đo đếm.

7. Lập kế hoạch vận hành thị trường điện

Căn cứ kết quả tính toán kế hoạch vận hành Thị trường phát điện cạnh tranh tháng tới theo quy định hiện hành, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm:

a) Đối với kế hoạch vận hành năm tới, trước ngày 31 tháng 12 năm 2017, A0 tính toán và công bố:

- Tỷ lệ sản lượng điện năng mua theo cơ chế thị trường điện trong năm 2018 (X%) được xác định theo công thức sau:

$$X\% = \frac{\sum_{c,n} Q_{c,n}^{vcgm}(g)}{\sum_{l=1}^5 A_{dk,n}(l)} * 100\%$$

Trong đó:

$Q_{c,n}^{vcgm}(g)$ : Sản lượng hợp đồng năm 2018 của nhà máy điện  $g$  (nhà máy điện được phân bổ hợp đồng) được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (kWh);

$A_{dk,n}(l)$ : Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự kiến năm 2018 của TCTĐL  $l$  do các TCTĐL dự báo và cung cấp (kWh).

- Sản lượng hợp đồng dự kiến năm, các tháng của các TCTĐL trong năm 2018 với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng.



b) Đối với kế hoạch vận hành tháng tới, trước ngày 25 tháng M-1 năm 2018, A0 tính toán và công bố Sản lượng hợp đồng giờ của các TCTĐL trong tháng M với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng.

#### 8. Tính toán giá thị trường điện

a) Giá thị trường điện áp dụng cho đơn vị phát điện: Thực hiện tính toán theo Quy định vận hành Thị trường phát điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành;

b) Giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho TCTĐL

- Giá mua điện từ thị trường giao ngay  $[P_m(t)]$  của TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo công thức sau:

$$\begin{aligned} P_m(t) &= CSMP(t) + CCAN(t) + Uplift_D(t) \\ &= CFMP(t) + Uplift_D(t) \end{aligned}$$

Trong đó:

+ CFMP: Giá thị trường giao ngay toàn phần quy đổi cho TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  (đồng/kWh) được xác định theo công thức:  $CFMP(t) = CSMP(t) + CCAN(t)$ ;

+ CSMP(t): Giá điện năng thị trường giao ngay quy đổi cho TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo công thức sau:

$$CSMP(t) = k(t) \times SMP(t)$$

+ CCAN(t): Giá công suất thị trường quy đổi cho TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  được tính toán như sau:

$$CCAN(t) = k(t) \times CAN(t)$$

+ SMP(t): Giá điện năng thị trường áp dụng cho các đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (đồng/kWh);

+ CAN(t): Giá công suất thị trường áp dụng cho các đơn vị phát điện trong chu kỳ  $t$  được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (đồng/kWh);

+  $k(t)$ : Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo công thức:

$$k(t) = \frac{\sum Q_G(t)}{\sum Q_L(t)}$$

Trong đó:

$\sum Q_G(t)$ : Tổng sản lượng điện năng trong chu kỳ giao dịch  $t$  của các nhà máy điện đầu nối vào hệ thống điện và các nguồn nhập khẩu điện (kWh);





$\sum Q_L(t)$ : Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của các đơn vị mua điện trong chu kỳ giao dịch  $t$ , bao gồm sản lượng giao nhận đầu nguồn của 05 TCTĐL và xuất khẩu điện Cầm-pu-chia của Công ty Mua bán điện (kWh).

-  $Uplift_D(t)$ : Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường giao ngay áp dụng cho TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo công thức:

$$Uplift(t) = \frac{\sum Rcon(g, t) + \sum Rbp(g, t) + \sum Rdu(g, t)}{\sum Q_m(l, t)}$$

Trong đó:

$\sum Q_m(l, t)$ : Tổng sản lượng điện mua theo giá thị trường giao ngay của các TCTĐL trong chu kỳ giao dịch  $t$  (kWh);

$\sum Rcon(g, t)$  : Tổng các khoản thanh toán ràng buộc phải phát của các nhà máy điện được phân bổ trong chu kỳ giao dịch  $t$  theo quy định (đồng);

$\sum Rbp(g, t)$ : tổng các khoản thanh toán theo giá chào đối với các nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường của các nhà máy điện được phân bổ trong chu kỳ giao dịch  $t$  theo quy định của Thị trường phát điện cạnh tranh (đồng);

$\sum Rdu(g, t)$ : tổng các khoản thanh toán phần sản lượng phát sai khác so với lệnh điều độ của các nhà máy điện được phân bổ trong chu kỳ giao dịch  $t$  theo quy định của Thị trường phát điện cạnh tranh (đồng).

c) Giá thanh toán khác

Giá thanh toán khác  $Uplift_M(t)$  là đơn giá quy đổi áp dụng cho TCTĐL được tính từ tổng các khoản thanh toán khác của các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng bao gồm các khoản thanh toán khác (ngoài các khoản thanh toán theo giá SMP, CAN, Rcon, Rbp và Rdu) theo quy định của Thị trường phát điện cạnh tranh, các chi phí khác theo quy định của hợp đồng mua bán điện với EVN (nếu có), các khoản thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền thuê đất do Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán trên cơ sở các số liệu do Công ty Mua bán điện cung cấp sau tháng vận hành theo công thức:

$$Uplift_M(t) = \frac{\sum R_c(g, M) + \sum TP(g, M)}{\sum Q_m(l, M)}$$

Trong đó:

$\sum R_c(g, M)$ : Khoản thanh toán theo thỏa thuận hợp đồng của các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng trong tháng  $M$  (trường hợp nhà máy điện bị tạm thời gián tiếp tham gia thị trường điện, chi phí khởi động,...) (trừ các khoản thuế phí theo quy định khác của pháp luật) (đồng);

$\sum TP(g, M)$ : Các khoản thuế, phí thanh toán cho các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng trong tháng  $M$  theo thỏa thuận hợp đồng mua bán điện với



EVN (thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền thuê đất, các khoản thuế phí khác (nếu có) (đồng);

$Q_m(l, M)$ : Tổng sản lượng điện năng đo đếm đầu nguồn mua từ thị trường điện của TCTĐL  $l$  trong tháng  $M$  (kWh);

$\sum Q_m(l, M)$ : Tổng sản lượng điện năng đo đếm đầu nguồn từ thị trường điện của 05 TCTĐL trong tháng  $M$  (kWh).

#### 9. Xác định sản lượng giao dịch

a) Sản lượng giao dịch của các nhà máy điện: thực hiện theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

b) Sản lượng giao dịch của các TCTĐL

- Sản lượng điện mua với giá thị trường điện giao ngay của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  [ $Q_m(l, t)$ ] được xác định theo công thức sau:

$$Q_m(l, t) = X\% * Q_L(l, t)$$

- Sản lượng điện mua của TCTĐL  $l$  với giá bán buôn điện (BST) của EVN trong chu kỳ giao dịch  $t$  [ $Q_{BST}(l, t)$ ] được xác định theo công thức sau:

$$Q_{BST}(l, t) = (1 - X\%) * Q_L(l, t)$$

Trong đó:

$Q_L(l, t)$ : Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  (kWh);

$X\%$ : Tỷ lệ điện năng mua theo cơ chế thị trường điện của các TCTĐL.

#### 10. Thanh toán đối với đơn vị phát điện

a) Các thanh toán của đơn vị phát điện với EVN được tính toán theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành;

b) Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán, đối soát, xác nhận khoản thanh toán sai khác (CfD - Contract for Differences) với TCTĐL cho các hợp đồng được phân bổ cho các TCTĐL theo công thức quy định tại Điểm a Khoản 11 Điều này.

#### 11. Tính toán thanh toán đối với các TCTĐL

a) Tổng khoản chi phí mua điện từ thị trường điện của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ thanh toán (tháng  $M$ ) được xác định theo công thức sau:

$$C_{TTĐ}(l, M) = \sum C_{spot}(l, t) + \sum C_{CfD}(l, t) + C_{khac}(l, M)$$

Trong đó:

$C_{spot}(l, t)$ : Khoản thanh toán theo thị trường điện của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  của tháng  $M$  (đồng), được xác định theo công thức sau:

$$C_{spot}(l, t) = Q_m(l, t) * P_m(t) = X\% * Q_L(l, t) * P_m(t)$$



$P_m(t)$ : Giá mua điện từ thị trường điện giao ngay áp dụng cho các TCTĐL (đồng/kWh) được xác định theo quy định tại Điểm b Khoản 8 Điều này;

$Q_m(l,t)$ : Sản lượng điện mua với giá thị trường điện giao ngay của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  (kWh);

$Q_L(l,t)$ : Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  (kWh).

$C_{CFD}(l,t)$ : Tổng các khoản thanh toán theo hợp đồng CfD của TCTĐL với tất cả các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng trong chu kỳ giao dịch  $t$  của tháng  $M$  (đồng), được xác định theo công thức:

$$C_{cfD}(l,t) = \sum R_{cfD}(g,l,t)$$

$R_{cfD}(g,l,t)$ : Khoản thanh toán sai khác CfD của TCTĐL  $l$  và nhà máy điện  $g$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  (đồng) được xác định theo công thức sau:

$$R_{cfD}(g,l,t) = Q_c(g,l,t) \times [P_c(g,l,t) - FMP(t)]$$

$Q_c(g,l,t)$ : Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện  $g$  được phân bổ cho TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  (kWh);

$P_c(g,l,t)$ : Giá hợp đồng của nhà máy điện  $g$  được phân bổ cho TCTĐL  $l$  (đồng/kWh);

$FMP(t)$ : Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch  $t$  được xác định theo quy định hiện hành của Thị trường phát điện cạnh tranh (đồng/kWh).

$C_{khac}(l,M)$ : Tổng các khoản thanh toán khác của các nhà máy điện tham gia thí điểm được phân bổ cho các TCTĐL được xác định theo công thức sau:

$$C_{khac}(l,M) = Uplift_M(t) \times Q_m(l,M)$$

$Uplift_M(t)$ : Giá thanh toán khác quy đổi áp dụng cho các TCTĐL trong tháng  $M$  được xác định theo công thức quy định tại Điểm c Khoản 8 Điều này (đồng/kWh);

$Q_m(l,M)$ : Tổng sản lượng điện năng đo đếm đầu nguồn mua theo cơ chế thị trường điện của TCTĐL  $l$  trong tháng  $M$  (kWh) được xác định theo công thức:

$$Q_m(l,M) = \sum Q_m(l,t)$$

$Q_m(l,t)$ : Sản lượng điện mua với giá thị trường điện giao ngay của TCTĐL  $l$  trong chu kỳ giao dịch  $t$  của tháng  $M$  (kWh).

b) Chi phí mua điện theo giá bán buôn BST của TCTĐL  $l$  trong tháng  $M$  được xác định theo công thức quy định trong hợp đồng mua bán điện giữa EVN và TCTĐL  $l$  và được tính toán trên cơ sở giá BST và  $(1-X\%)$  sản lượng điện đo đếm đầu nguồn của TCTĐL  $l$ .



c) Xử lý sai số số học trong tính toán thanh toán

- Kết quả tính toán hệ số tổn thất (k) làm tròn đến 06 chữ số thập phân;
- Kết quả tính toán giá thị trường áp dụng cho đơn vị mua điện trong thị trường bán buôn điện thí điểm được làm tròn đến 06 chữ số thập phân;
- Kết quả tính toán các khoản thanh toán trong thị trường bán buôn điện được làm tròn đến hàng đơn vị;
- Khoản sai lệch phát sinh do làm tròn số thập phân trong quá trình tính toán thanh toán thị trường điện được phân bổ cho các đơn vị mua điện theo tỷ lệ với sản lượng điện năng giao nhận của đơn vị mua điện trong chu kỳ giao dịch.

12. Trách nhiệm phối hợp trong tính toán giá và các khoản thanh toán

- Trước 16h00 ngày D+2, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia tính và công bố giá SMP, CAN, CSMP, CCAN, giá ràng buộc phải phát và giá phát sai lệch điều độ, CFMP áp dụng cho các TCTĐL.

13. Bảng kê thị trường điện giao ngay

a) Bảng kê ngày

- Trước ngày D+4, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia lập và gửi cho các TCTĐL bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay sơ bộ của ngày D;
- Trước ngày D+6, TCTĐL và Công ty Mua bán điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê ngày thanh toán thị trường điện giao ngay;
- Trong ngày D+6, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia lập và gửi cho TCTĐL bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh của ngày D.

b) Bảng kê tháng

- Trước 09h00 ngày 15 tháng M+1, Công ty Mua bán điện có trách nhiệm cập nhật đầy đủ số liệu thanh toán thực tế đối với các khoản thanh toán khác của các nhà máy điện tham gia thí điểm và cung cấp cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia.

- Trước 09h00 ngày 17 tháng M+1, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia tính toán và cung cấp bảng kê thanh toán thị trường giao ngay tháng M cho các TCTĐL.

- Trước 09h00 ngày 19 tháng M+1, TCTĐL và Công ty Mua bán điện có trách nhiệm kiểm tra, xác nhận bảng kê thanh toán thị trường giao ngay tháng M do Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia công bố.

14. Tính toán, đối soát, xác nhận bảng kê thanh toán hợp đồng sai khác giữa đơn vị phát điện và TCTĐL

- a) Trước ngày 10 tháng M+1, đơn vị phát điện tính toán khoản thanh toán, lập bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác đã được phân bổ giữa đơn vị phát điện và TCTĐL gửi các TCTĐL theo công thức quy định tại Điểm a Khoản 11 Điều này;





b) Trước ngày 12 tháng M+1, TCTĐL và đơn vị phát điện thực hiện đối soát, xác nhận về bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác được phân bổ.

15. Tính toán, kiểm tra bảng kê giữa Công ty Mua bán điện và đơn vị phát điện

Ngoài việc thực hiện đối soát, thanh toán với các nhà máy điện được phân bổ (Phụ Mỹ 1 và Phụ Mỹ 4), bổ sung việc tính toán, đối soát giữa đơn vị phát điện có nhà máy điện được phân bổ và Công ty Mua bán điện như sau:

a) Trước ngày 10 tháng M+1, đơn vị phát điện tính toán khoản thanh toán, lập bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác đã được phân bổ giữa đơn vị phát điện và TCTĐL gửi Công ty Mua bán điện theo công thức quy định tại Điểm a Khoản 11 Điều này;

b) Trước ngày 12 tháng M+1, Công ty Mua bán điện kiểm tra, xác nhận bảng kê bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác được phân bổ của đơn vị phát điện cho các TCTĐL.

16. Tính toán, đối soát, xác nhận bảng kê thanh toán giữa Công ty Mua bán điện và các TCTĐL

a) Trước ngày 21 tháng M+1, TCTĐL tính toán và lập bảng kê thanh toán thị trường điện tháng M gửi Công ty Mua bán điện theo công thức tính toán tại Điểm a Khoản 11 Điều này;

b) Trước ngày 23 tháng M+1, Công ty Mua bán điện đối soát, xác nhận với TCTĐL bảng kê thanh toán thị trường điện tháng M.

17. Thanh toán

a) TCTĐL thực hiện thanh toán chi phí mua điện từ thị trường điện và chi phí mua điện theo giá BST của EVN với TCTĐL theo qui định tại hợp đồng mua bán điện giữa EVN và TCTĐL. cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

b) EVN và các TCTĐL có trách nhiệm sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện đã ký giữa EVN và các TCTĐL để thực hiện thanh toán các khoản chi phí mua điện theo thị trường điện và theo giá BST phù hợp với quy định tại Quyết định này.

18. Xử lý chênh lệch thanh toán

a) Trường hợp phát hiện có chênh lệch thanh toán do chênh lệch giữa ước tính số liệu đo đếm và số liệu đo đếm thực tế của các TCTĐL và các khoản thanh toán khác ước tính và các khoản thanh toán khác thực tế của các nhà máy điện được phân bổ, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm đưa vào một thành phần tính giá thanh toán khác  $[Uplift_M(t)]$  của tháng liền kề tháng phát hiện chênh lệch theo quy định điểm c) Khoản 11 Điều này.

b) Trường hợp có chênh lệch sản lượng chột tháng so với tổng sản lượng giờ trong hợp đồng mua bán điện giữa EVN và TCTĐL, EVN và TCTĐL thực hiện theo thỏa thuận của hợp đồng mua bán điện giữa hai bên.



c) Trường hợp có chênh lệch giữa các khoản thanh toán hợp đồng sai khác do có chênh lệch giữa giá hợp đồng tạm tính và giá chính thức, TCTĐL và EVN có trách nhiệm phối hợp với đơn vị phát điện có hợp đồng phân bổ để cộng vào hoặc trừ đi tổng chi phí mua điện từ thị trường điện của TCTĐL cho chu kỳ thanh toán gần nhất hoặc theo thỏa thuận của hợp đồng mua bán điện giữa EVN và TCTĐL.

## **Điều 2. Tổ chức thực hiện**

### **1. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực**

- a) Phổ biến, hướng dẫn các đơn vị triển khai thực hiện Quyết định này;
- b) Giám sát, đánh giá công tác vận hành Thị trường bán buôn điện thí điểm;
- c) Xử lý các vướng mắc, khó khăn của các đơn vị theo thẩm quyền;
- d) Báo cáo, đề xuất Lãnh đạo Bộ về việc mở rộng phạm vi thí điểm, điều chỉnh Quy định vận hành thị trường điện để giải quyết các khó khăn ngoài thẩm quyền.

### **2. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam**

- a) Chỉ đạo các đơn vị hoàn thiện các hệ thống cơ sở hạ tầng theo quy định đáp ứng yêu cầu thí điểm hoàn thành trước 31 tháng 12 năm 2017 sẵn sàng phục vụ vận hành năm 2018;
- b) Trước 31 tháng 12 năm 2017, thực hiện uỷ quyền cho các TCTĐL thực hiện đối soát các khoản thanh toán sai khác đối với hợp đồng mua bán điện của EVN với Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 4 được phân bổ trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018;
- c) Thực hiện sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện giữa EVN và các TCTĐL để thực hiện thanh toán các khoản chi phí mua điện theo thị trường điện và theo giá BST theo quy định tại Khoản 11 Điều 1 Quyết định này;
- d) Tính toán ban hành giá BST năm 2018 cho các TCTĐL trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm phù hợp khung giá do Bộ Công Thương ban hành theo đúng qui định;
- đ) Chỉ đạo các đơn vị A0 (chủ trì), Công ty mua bán điện, Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia, các TCTĐL xây dựng Quy trình kiểm tra, đồng bộ thời gian và ước tính số liệu đo đếm ranh giới mua bán buôn điện của các Tổng công ty điện lực trình Cục Điều tiết điện lực ban hành trước 31 tháng 12 năm 2017;
- e) Tổ chức đào tạo nâng cao năng lực về dự báo phụ tải, quản lý và đàm phán hợp đồng với các nhà máy điện cho các TCTĐL;
- g) Chỉ đạo các TCTĐL cử cán bộ tham gia các đoàn đàm phán hợp đồng mua bán điện của EVN/EPTC với các đơn vị phát điện.

### **3. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan**





a) Bố trí, đào tạo nhân lực đáp ứng yêu cầu vận hành thí điểm VWEM 2018;

b) TCTĐL có trách nhiệm phối hợp với EVN thực hiện sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện giữa EVN và TCTĐL để thực hiện thanh toán các khoản chi phí mua điện theo thị trường điện và theo giá BST theo quy định tại Khoản 11 Điều 1 Quyết định này.

c) Định kỳ hàng tháng báo cáo Cục Điều tiết điện lực theo biểu mẫu quy định tại Phụ lục 1 và Phụ lục 2 Quyết định này.

**Điều 3.** Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực, Chánh văn phòng Bộ, Chánh thanh tra Bộ, các Vụ trưởng, Cục trưởng có liên quan thuộc Bộ, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị phát điện, các Tổng công ty Điện lực, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia, Công ty Mua bán điện, Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia và các tổ chức, cá nhân có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

**Nơi nhận:**

- Như Điều 3;
- Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng (để b/c);
- Thứ trưởng Hoàng Quốc Vượng;
- Lưu: VT, ĐTĐL.

**BỘ TRƯỞNG**



**Trần Tuấn Anh**



**Phụ lục 1**  
**THỜI GIẠN BIỂU**  
**THỊ TRƯỜNG BÁN BUÔN ĐIỆN CẠNH TRANH THÍ ĐIỂM 2018**  
*(Ban hành kèm theo Quyết định số 4804/QĐ-BCT ngày 26 tháng 12 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt phương án vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018)*

Thời hạn	Hoạt động
Trước ngày 30 tháng 12 năm 2017	Các TCTĐL cung cấp sản lượng điện mua đầu nguồn dự kiến năm 2018 và các tháng của năm 2018 cho Cục Điều tiết điện lực và Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia phục vụ công tác tính toán, phân bổ hợp đồng
Trước ngày 31 tháng 12 năm 2017	- Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia tính toán và cung cấp kết quả tính toán sản lượng hợp đồng dự kiến năm, tháng cho các TCTĐL và các đơn vị phát điện được phân bổ hợp đồng, Công ty Mua bán điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đồng thời báo cáo Cục Điều tiết điện lực.
Trước ngày 15 tháng M-1	Các TCTĐL cung cấp biểu đồ dự báo phụ tải cho tất cả các giờ của tháng M gửi Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia.
Trước ngày 20 tháng M-1	Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia tính toán và cung cấp sản lượng hợp đồng giờ cho các TCTĐL và các đơn vị phát điện được phân bổ hợp đồng, Công ty Mua bán điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đồng thời báo cáo Cục Điều tiết điện lực.
Trước 16h00 ngày D+2	Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia tính và công bố giá SMP, CAN, CSMP, CCAN, giá ràng buộc phải phát và giá phát sai lệch điều độ, CFMP áp dụng cho các TCTĐL.
Trước ngày D+4	Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia tính và công bố các giá trị ước tính đối với các thành phần giá bù trừ, tổng mức giá bù trừ (Uplift), giá mua điện bình quân [Pm(t)] giá áp dụng cho các TCTĐL trong tất cả chu kỳ giao dịch của ngày D.
Trước ngày D+4	Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia lập và gửi cho các TCTĐL bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ của ngày D.
Trước ngày D+6	TCTĐL và Công ty Mua bán điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê ngày thanh toán thị trường điện của TCTĐL.
Trong ngày D+6	Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia lập và gửi cho các TCTĐL bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh của ngày D.



Trước ngày 10 tháng M+1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Đơn vị phát điện và TCTĐL tính toán khoản thanh toán và lập bảng kê thanh toán theo hợp đồng CfD đã được phân bổ giữa đơn vị phát điện và TCTĐL.</li> <li>- Đơn vị phát điện tính toán khoản thanh toán, lập bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác đã được phân bổ giữa đơn vị phát điện và TCTĐL gửi EVN/EPTC.</li> </ul>
Trước ngày 12 tháng M+1	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Đơn vị phát điện và TCTĐL thực hiện đối chiếu, xác nhận về bảng kê thanh toán theo hợp đồng phân bổ.</li> <li>- EVN/EPTC kiểm tra, xác nhận bảng kê thanh toán theo hợp đồng sai khác được phân bổ của đơn vị phát điện cho các TCTĐL.</li> </ul>
Trước 09h00 ngày 15 tháng M+1	Công ty Mua bán điện có trách nhiệm cập nhật đủ số liệu thanh toán thực tế đối với các khoản thanh toán khác của các nhà máy điện tham gia thí điểm và cung cấp cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia
Trước ngày 17 tháng M+1	Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia tính toán và cung cấp bảng kê thanh toán thị trường giao ngay cho tháng M cho các TCTĐL.
Trước ngày 19 tháng M+1	TCTĐL và Công ty Mua bán điện kiểm tra, xác nhận bảng kê thanh toán thị trường giao ngay cho tháng M cho TCTĐL
Trước ngày 21 tháng M+1	TCTĐL tính toán và lập bảng kê thanh toán chi phí mua điện từ thị trường điện tháng M gửi Tập đoàn Điện lực Việt Nam
Trước ngày 23 tháng M+1	Tập đoàn Điện lực Việt Nam đối soát, xác nhận với TCTĐL bảng kê thanh toán chi phí mua điện từ thị trường điện tháng M.
Trước ngày 25 tháng M+1	Đơn vị phát điện, TCTĐL và SMO có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực bảng kê thanh toán tổng hợp của tháng M.



Phụ lục 2

**CÁC BIỂU MẪU TÍNH TOÁN THAH TOÁN VÀ BÁO CÁO**

(Ban hành kèm theo Quyết định số 4304/QĐ-BCT ngày 26 tháng 12 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt phương án vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm năm 2018)

**Bảng 2.1. Các thành phần giá thị trường điện**

Chu kỳ giao dịch	$k(t)$	$SMP(t)$ (đồng/kWh)	$CAN(t)$ (đồng/kWh)	$FMP(t)$ (đồng/kWh)	$CSMP(t)$ (đồng/kWh)	$CCAN(t)$ (đồng/kWh)	$CFMP(t)$ (đồng/kWh)	$Uplift_D(t)$ (đồng/kWh)	$P_m(t)$ (đồng/kWh)	$Uplift_M(t)$ (đồng/kWh)
1										
2										
...										
24										

**Bảng 2.2. Các thành chi phí thành phần hiệu chỉnh giá  $Uplift_D(t)$  trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày giao dịch D**

Chu kỳ	$R_{con}(g1,t)$ (đồng)	$R_{con}(g2,t)$ (đồng)	$R_{bp}(g1,t)$ (đồng)	$R_{bp}(g2,t)$ (đồng)	$R_{du}(g1,t)$ (đồng)	$R_{du}(g2,t)$ (đồng)
1						
2						
...						
24						

**Bảng 2.3. Các thành phần chi phí tính thành phần giá thanh toán khác  $Uplift_M(t)$  tháng M**

Chu kỳ	$R_c(g1,M)$ (đồng)	$R_c(g2,M)$ (đồng)	$TP(g1,M)$ (đồng)	$TP(g2,M)$ (đồng)
1				
2				
...				
24				

**Bảng 2.4. Sản lượng điện giao dịch trên thị trường và theo giá BST của TCTĐL I trong ngày giao dịch D**

Chu kỳ giao dịch	$Q_L(l,t)$	$Q_m(l,t)$	$Q_{BST}(l,t)$
1			
2			
...			
24			



**Bảng 2.5. Bảng kê ngày các thanh toán thị trường điện giao ngay của Tổng công ty điện lực I**

Thông số	Ngày giao dịch D:.../.../2018 Chu kỳ giao dịch			Tổng
	1	...	24	
Sản lượng điện mua theo cơ chế thị trường – $Q_m(l,t)$ (kWh)				
Giá thị trường điện giao áp dụng cho các TCTĐL - $P_m(t)$ (đồng/kWh)				
Khoản thanh toán theo giá thị trường điện giao ngay của TCTĐL I - $C_{spot}(l,t)$ (đồng)				$\sum C_{spot}(l,t)$

**Bảng 2.6. Bảng kê ngày các khoản thanh toán hợp đồng sai khác của Tổng công ty điện lực I và nhà máy điện g**

Thông số	Ngày giao dịch D:.../.../2018 Chu kỳ giao dịch			Tổng
	1	...	24	
Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện g được phân bổ cho TCTĐL I - $Q_c(g,l,t)$ (kWh)				
Giá hợp đồng của nhà máy điện g được phân bổ cho TCTĐL I - $P_c(g,l,t)$				
Giá thị trường điện giao ngay toàn phần áp dụng cho các đơn vị phát điện - $FMP(t)$ (đồng/kWh)				
Khoản thanh toán hợp đồng sai khác được phân bổ giữa nhà máy điện g và TCTĐL I - $R_{cfd}(g,l,t)$ (đồng)				

**Bảng 2.7. Bảng kê ngày tổng hợp các khoản thanh toán hợp đồng sai khác của TCTĐL I**

Thông số	Ngày giao dịch D:.../.../2018 Chu kỳ giao dịch			Tổng
	1	...	24	
Khoản thanh toán hợp đồng sai khác được phân bổ giữa nhà máy điện g1 và TCTĐL I - $R_{cfd}(g1,l,t)$ (đồng)				
Khoản thanh toán hợp đồng sai khác được phân bổ giữa nhà máy điện g2 và TCTĐL I - $R_{cfd}(g2,l,t)$ (đồng)				
Tổng				$\sum C_{cm}(l,t)$



**Bảng 2.8. Bảng kê tháng khoản thanh toán khác của TCTĐL /**

Thông số	Tháng M/2018
Sản lượng điện mua theo cơ chế thị trường tháng M của TCTĐL / - $Q_m(l,M)$ (kWh)	
Giá thanh toán khác áp dụng cho các TCTĐL tháng M - $Uplift_M(t)$ (đồng/kWh)	
Khoản thanh toán khác của của TCTĐL / tháng M - $C_{khac}(l,M)$ (đồng)	

**Bảng 2.9. Bảng kê tháng tổng hợp các khoản thanh toán thị trường điện của Tổng công ty điện lực /**

Ngày	$\sum C_{spot}(l,t)$ (đồng) (1)	$\sum C_{CDD}(l,t)$ (đồng) (2)	$C_{khac}(l,M)$ (đồng) (3)	$C_{TTĐ}(l,M)$ (đồng) (4)=(1)+(2)+(3)
1				
...				
31				
Tổng cả tháng				