VĂN BẢN PHÁP LUẬT KHÁC

VĂN BẢN HỢP NHẤT - BỘ CÔNG THƯƠNG

Văn bản hợp nhất số 11/VBHN-BCT ngày 05 tháng 9 năm 2017 hợp nhất Thông tư quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh

(Tiếp theo Công báo số 689 + 690)

Chương V
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 41. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định, tính toán và công bố các thông tin sau:

1. Biểu đồ dự báo phụ tải ngày D của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.

2. Sản lượng dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy điện BOT, các nhà máy điện không trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

3. Tổng sản lượng khí dự kiến ngày tới của các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng chung một nguồn khí.

4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

5. Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

6. Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

7.[28] Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần trong 02 tuần liên tiếp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán lập lịch huy động trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Điều 42. Bản chào giá

1. Bản chào giá được quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này và phải tuân thủ các nguyên tắc sau:

a) Có tối đa 05 (năm) cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D;

b) Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện;

c) Công suất chào của dải chào sau không được thấp hơn công suất của dải chào liền trước. Bước chào tối thiểu là 03 (ba) MW;

d) Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

- Công suất công bố của tổ máy cho ngày D;

- Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy;

- Tốc độ tăng và giảm công suất tối đa của tổ máy;

- Ràng buộc kỹ thuật khi vận hành đồng thời các tổ máy.

đ) Công suất công bố của tổ máy trong bản chào ngày D không thấp hơn mức công suất công bố trong ngày D-2 theo Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành trừ trường hợp dừng máy sửa chữa đột xuất (việc dừng máy sửa chữa đột xuất này phải được phê duyệt) hoặc sự cố kỹ thuật bất khả kháng. Nhà máy có trách nhiệm cập nhập công suất công bố khi giảm công suất khả dụng;

e) Trong điều kiện bình thường dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá của các tổ máy nhiệt điện phải bằng công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy.

---

[28] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 20 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố. Đối với các nhà máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy được phép cập nhật bản chào giờ với công suất thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất;

g) Các nhà máy thủy điện có thể chào các dải công suất đầu tiên trong từng giờ bằng 0 (không) MW. Đối với những nhà máy thủy điện có khả năng điều tiết trên 02 ngày thì dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố;

h) Đơn vị của giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1;

i) Giá chào trong khoảng từ giá sàn đến giá trần của tổ máy và không giảm theo chiều tăng của công suất chào.

2. Sửa đổi bản chào giá

a) Đơn vị chào giá được phép sửa đổi và nộp lại bản chào giá ngày tới hoặc cho các chu kỳ giao dịch còn lại trong ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất 45 phút trước chu kỳ giao dịch có thay đổi bản chào giá;

b) Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi giá chào so với bản chào ngày tới của đơn vị chào giá đó;

c) Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi công suất ở các mức công suất nhỏ hơn hoặc bằng công suất công bố cho giờ tới trừ trường hợp vi phạm yêu cầu kỹ thuật của bản chào;

d)[29] Bản chào giá sửa đổi tăng công suất của các đơn vị phát điện (trừ bản chào giá sửa đổi tăng công suất của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày) chỉ được sử dụng làm bản chào lập lịch giờ tới trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất;

đ) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá sửa đổi và sử dụng làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động giờ tới và tính giá thị trường điện.

---

[29] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 21 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Điều 43. Chào giá nhóm nhà máy thủy điện bậc thang

1. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm chào giá theo một bản chào giá chung cả nhóm và tuân thủ giới hạn giá chào quy định tại Điều 40 Thông tư này.

2. Các nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm thỏa thuận và thống nhất chỉ định đơn vị đại diện chào giá. Đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm nộp văn bản đăng ký kèm theo văn bản thỏa thuận giữa các nhà máy điện trong nhóm cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trong trường hợp không đăng ký đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố biểu đồ huy động cho các nhà máy thuộc nhóm này căn cứ theo kết quả tính toán giá trị nước của nhóm.

4. Đơn vị đại diện chào giá có trách nhiệm tuân thủ các quy định về chào giá đối với tất cả các nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

5. Trong trường hợp nhà máy thủy điện thuộc nhóm nhà máy thủy điện bậc thang đề xuất tự chào giá, căn cứ theo đề xuất của nhà máy thủy điện thuộc nhóm nhà máy thủy điện bậc thang và các ràng buộc tối ưu sử dụng nước của cả nhóm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định việc chào giá của nhà máy thủy điện này.

6. Giá trị nước của nhóm nhà máy thủy điện bậc thang là giá trị nước của hồ thủy điện lớn nhất trong bậc thang đó. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định hồ thủy điện dùng để tính toán giá trị nước cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang cùng với việc phân loại các nhà máy thủy điện quy định tại Điều 18 Thông tư này.

7. Trong trường hợp nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng phát hàng giờ trong tuần tới của từng nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang theo quy định tại Khoản 2 Điều 38 Thông tư này;

b) Khi sản lượng công bố của nhà máy thủy điện đa mục tiêu trong nhóm bị điều chỉnh theo quy định tại Điều 54 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh sản lượng công bố của các nhà máy điện ở bậc thang dưới cho phù hợp.

Điều 44. Chào giá nhà máy thủy điện khác

1. Các nhà máy thủy điện khác có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên chào giá trên thị trường và tuân thủ giới hạn giá chào quy định tại Điều 40 Thông tư này.

2. Các nhà máy thủy điện khác có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có trách nhiệm nộp bản chào giá của ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Bản chào của các nhà máy này được quy định như sau:

a) Giá chào bằng 0 đồng/kWh cho tất cả các dải chào;

b) Công suất chào bằng công suất dự kiến phát của tổ máy trong chu kỳ giao dịch.

3.[30] Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được phép nộp bản chào giá giờ tới sửa đổi tăng công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy.

Điều 45. Nộp bản chào giá

1. Trước 11h30 ngày D-1, đơn vị chào giá có trách nhiệm nộp bản chào giá ngày D.

2. Các đơn vị chào giá nộp bản chào giá qua hệ thống thông tin thị trường. Trong trường hợp do sự cố không thể sử dụng hệ thống thông tin thị trường, đơn vị chào giá có trách nhiệm thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các phương thức khác cho việc nộp bản chào giá theo thứ tự ưu tiên sau:

a) Bằng thư điện tử vào địa chỉ hòm thư do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định;

b) Bằng fax theo số fax do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định;

c) Nộp bản chào trực tiếp tại trụ sở Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 46. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

1. Trước 11h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào

---

[30] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 22 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

giá theo quy định tại Điều 42 Thông tư này. Trường hợp đơn vị chào giá gửi nhiều bản chào giá thì chỉ xem xét bản chào giá nhận được cuối cùng.

2. Trong trường hợp bản chào giá không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho đơn vị nộp bản chào giá đó và yêu cầu đơn vị này nộp lại bản chào giá lần cuối trước thời điểm chấm dứt chào giá.

3. Sau khi nhận được thông báo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về bản chào giá không hợp lệ, đơn vị chào giá có trách nhiệm sửa đổi và nộp lại bản chào giá trước thời điểm chấm dứt chào giá.

Điều 47. Bản chào giá lập lịch

1. Sau thời điểm chấm dứt chào giá, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá nhận được cuối cùng theo quy định tại Điều 42 Thông tư này. Bản chào giá cuối cùng hợp lệ được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc lập lịch huy động ngày tới.

2. Trong trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không nhận được bản chào giá hoặc bản chào giá cuối cùng của đơn vị chào giá không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng bản chào giá mặc định của Đơn vị phát điện đó làm bản chào giá lập lịch.

3. Bản chào giá mặc định của các nhà máy điện được xác định như sau:

a) Đối với các nhà máy nhiệt điện, bản chào giá mặc định là bản chào giá hợp lệ gần nhất. Trong trường hợp bản chào giá hợp lệ gần nhất không phù hợp với trạng thái vận hành thực tế của tổ máy, bản chào giá mặc định là bản chào giá tương ứng với trạng thái hiện tại và nhiên liệu sử dụng trong bộ bản chào giá mặc định áp dụng cho tháng đó của tổ máy. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bộ bản chào mặc định áp dụng cho tháng tới của tổ máy nhiệt điện tương ứng với các trạng thái vận hành và nhiên liệu của tổ máy và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 25 hàng tháng;

b) Đối với các nhà máy thủy điện và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, bản chào giá mặc định là bản chào có giá chào bằng giá trần bản chào tương ứng của nhà máy thủy điện được quy định tại Điều 40 Thông tư này.

Điều 48. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu dưới đây để lập lịch huy động ngày tới:

1. Biểu đồ phụ tải ngày của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.

2. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá.

3. Sản lượng dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của các nhà máy điện quy định tại Khoản 2 Điều 41, Khoản 7 Điều 43 và Điểm b Khoản 2 Điều 44 Thông tư này.

4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 62 và Điều 63 Thông tư này.

5. Công suất các tổ máy của các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ.

6. Yêu cầu về công suất dự phòng quay và điều tần.

7. Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt.

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

9. Biểu đồ huy động của các nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện quy định tại Khoản 3 Điều 8 Thông tư này.

10. Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

11. Thông tin cập nhật về độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 49. Lập lịch huy động ngày tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động ngày tới. Lịch huy động ngày tới bao gồm:

1. Lịch huy động không ràng buộc, bao gồm:

a) Giá điện năng thị trường dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

b) Thứ tự huy động các tổ máy phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

a) Biểu đồ dự kiến huy động từng tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới, giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới;

b) Lịch ngừng, khởi động và trạng thái nối lưới dự kiến của từng tổ máy trong ngày tới;

c) Phương thức vận hành, sơ đồ kết dây dự kiến của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;

d) Các thông tin cảnh báo (nếu có).

3. Lập lịch huy động ngày tới trong trường hợp thừa công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán việc giảm công suất dần về công suất phát ổn định thấp nhất hoặc ngừng và thay đổi lại thời gian khởi động lại các tổ máy trong trường hợp thừa công suất theo nguyên tắc sau:

a) Giảm công suất các tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (Pc) theo thứ tự từ cao đến thấp;

b) Ngừng các tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (Pc) theo thứ tự từ cao đến thấp;

c) Ngừng các tổ máy có chi phí khởi động từ thấp đến cao;

d) Khi khởi động lại theo thứ tự các tổ máy có giá hợp đồng mua bán điện (Pc) theo thứ tự từ thấp đến cao;

đ) Tính toán thời gian ngừng các tổ máy để đáp ứng yêu cầu của hệ thống, hạn chế việc vận hành lên, xuống các tổ máy nhiều lần.

Điều 50. Công bố lịch huy động ngày tới

Trước 16h00 hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin trong lịch huy động ngày tới, cụ thể như sau:

1. Công suất huy động dự kiến bao gồm cả công suất điều tần và dự phòng quay của các tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới. Giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới.

2. Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

3. Danh sách các tổ máy dự kiến phải phát tăng hoặc phát giảm công suất trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

4. Thông tin về cảnh báo thiếu công suất trong ngày tới (nếu có), bao gồm:

a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thiếu công suất;

b) Lượng công suất thiếu;

c) Các ràng buộc an ninh hệ thống bị vi phạm.

5. Thông tin về cảnh báo thừa công suất (nếu có) trong ngày tới, bao gồm:

a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thừa công suất;

b) Các tổ máy dự kiến sẽ dừng phát điện.

Điều 51. Hòa lưới tổ máy phát điện

1. Đối với tổ máy khởi động chậm, Đơn vị phát điện có trách nhiệm chuẩn bị sẵn sàng để hòa lưới tổ máy này theo lịch huy động ngày tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố. Trường hợp thời gian khởi động của tổ máy lớn hơn 24 giờ, Đơn vị phát điện có trách nhiệm hòa lưới tổ máy này căn cứ trên kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

2. Đối với tổ máy không phải là khởi động chậm, Đơn vị phát điện có trách nhiệm chuẩn bị sẵn sàng để hòa lưới tổ máy này theo lịch huy động giờ tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

3. Trong quá trình hòa lưới của các tổ máy nhiệt điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật công suất từng giờ vào bản chào giờ trước 60 phút trước chu kỳ giao dịch để phục vụ vận hành và tính toán thanh toán.

Điều 52. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại Khoản 2 Điều 54 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động giờ tới và tính giá thị trường điện.

Mục 2
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIỜ TỚI

Điều 53. Dữ liệu lập lịch huy động giờ tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu dưới đây để lập lịch huy động giờ tới:

1. Biểu đồ phụ tải của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho giờ tới và 03 giờ tiếp theo.

2. Kế hoạch hòa lưới của các tổ máy khởi động chậm theo lịch huy động ngày tới đã được công bố.

3. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá có cập nhật các bản chào giờ của các tổ máy khởi động chậm trong quá trình hòa lưới, bản chào giờ của các tổ máy trong quá trình ngừng tổ máy do sự cố hoặc giảm công suất do sự cố kỹ thuật bất khả kháng, bản chào giờ của các tổ máy công bố tăng công suất trong trường hợp hệ thống điện thiếu nguồn, các đơn vị được phép cập nhật bản chào giờ tối thiểu 45 phút trước chu kỳ giao dịch.

4. Sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện đa mục tiêu.

5. Công suất điều tần, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội và vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện cho giờ tới.

6. Độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị phát điện cung cấp.

7. Các ràng buộc khác về an ninh hệ thống.

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

9. Công suất công bố theo lịch huy động ngày tới của các nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện.

10. Sản lượng điện nhập khẩu.

Điều 54. Điều chỉnh sản lượng công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Trước khi lập lịch huy động giờ tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đã được công bố theo quy định tại Khoản 2 Điều 41 Thông tư này trong các trường hợp sau:

a) Có biến động bất thường về thủy văn;

b) Có cảnh báo thiếu công suất theo lịch huy động ngày tới;

c) Có quyết định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền về điều tiết hồ chứa của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu phục vụ mục đích chống lũ, tưới tiêu.

2. Phạm vi điều chỉnh sản lượng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong các trường hợp quy định tại Điểm a và Điểm b Khoản 1 Điều này là ± 5% của tổng công suất đặt của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong hệ thống điện không bao gồm phần công suất dành cho điều tần và dự phòng quay.

Điều 55. Lập lịch huy động giờ tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động giờ tới cho các tổ máy phát điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc và phương pháp lập lịch không ràng buộc.

2. Lập lịch huy động giờ tới trong trường hợp thiếu công suất

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động các tổ máy theo thứ tự sau:

- Theo bản chào giá lập lịch;

- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo công suất điều chỉnh;

- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng nguội theo lịch huy động ngày tới;

- Các tổ máy cung cấp dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện;

- Công suất dự phòng quay;

- Giảm công suất dự phòng điều tần xuống mức thấp nhất cho phép.

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kiểm tra, xác định lượng công suất dự kiến cần sa thải để đảm bảo an ninh hệ thống.

3. Lập lịch huy động giờ tới trong trường hợp thừa công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh lịch huy động giờ tới thông qua các biện pháp theo thứ tự sau:

a) Dừng các tổ máy tự nguyện ngừng phát điện;

b) Giảm dần công suất phát của các tổ máy khởi động chậm về mức công suất phát ổn định thấp nhất;

c) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay;

d) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần;

đ) Dừng các tổ máy khởi động chậm theo thứ tự sau:

- Có thời gian khởi động ngắn nhất;

- Có giá hợp đồng mua bán điện (Pc) từ cao đến thấp;

- Có chi phí khởi động từ thấp đến cao. Chi phí khởi động do Đơn vị mua buôn duy nhất thỏa thuận với Đơn vị phát điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Có mức công suất thấp nhất đủ để giải quyết tình trạng thừa công suất.

Điều 56. Công bố lịch huy động giờ tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động giờ tới 15 phút trước chu kỳ giao dịch, bao gồm các nội dung sau:

1. Phụ tải dự báo giờ tới của toàn hệ thống điện quốc gia và các miền Bắc, Trung, Nam.

2. Lịch huy động các tổ máy phát điện, giá biên các miền Bắc, Trung, Nam trong giờ tới và 03 giờ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 55 Thông tư này.

3. Các biện pháp xử lý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong trường hợp thiếu hoặc thừa công suất.

4. Các thông tin về việc điều chỉnh công suất công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại Điều 54 Thông tư này.

5. Lịch sa thải phụ tải dự kiến (nếu có).

Mục 3
VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 57. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực căn cứ lịch huy động giờ tới đã được công bố và tuân thủ quy định về vận hành hệ thống điện thời gian thực tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mức nước giới hạn tuần được quy định tại Điều 38 Thông tư này.

Điều 58. Xử lý trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo việc nhà máy vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy điện có trách nhiệm điều chỉnh giá chào trong các ngày tiếp theo để đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần tiếp theo.

2. Trong trường hợp hồ chứa của nhà máy điện có 02 tuần liền vi phạm mức nước giới hạn tuần thì bắt đầu từ 00h00 ngày thứ Hai của tuần tiếp theo bản chào của nhà máy điện này sẽ không được sử dụng để lập lịch huy động. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép can thiệp vào lịch huy động các nhà máy điện này căn cứ kết quả tính toán giá trị nước để đảm bảo các yêu cầu về an ninh hệ thống điện và đưa mực nước của hồ chứa về mức nước giới hạn tuần.

Trong trường hợp mức nước hồ chứa bị vi phạm hoàn toàn do việc huy động trên cơ sở bản chào giá của nhà máy, không phải do huy động để đảm bảo yêu cầu về an ninh hệ thống điện thì trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này chỉ được thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện nhưng không quá 02 tuần kể từ khi bị can thiệp.

Trong trường hợp mức nước hồ chứa bị vi phạm do việc huy động để đảm bảo an ninh hệ thống điện thì trong thời gian bị can thiệp các nhà máy này được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

3. Sau 02 tuần kể từ khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện can thiệp, mức nước của hồ chứa vẫn vi phạm mức nước giới hạn tuần do điều kiện thủy văn hoặc do phải huy động nhà máy để đảm bảo yêu cầu về an ninh hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép tiếp tục can thiệp vào lịch huy động các nhà máy điện. Trong thời gian này nhà máy điện được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

4. Khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy thủy điện được tiếp tục tham gia chào giá vào tuần tiếp theo.

5. Trước 10h00 ngày thứ Hai, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo về việc lập lịch huy động kể từ ngày thứ Ba cho Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất trong các trường hợp sau:

a) Nhà máy vi phạm mức nước hồ chứa và nhà máy bị can thiệp lịch huy động;

b) Mức nước hồ chứa của nhà máy đã về mức nước giới hạn tuần, nhà máy được phép chào giá.

6. Trước 10h00 ngày D-1, căn cứ theo tình hình thủy văn, mức nước của hồ thủy điện của nhà máy thủy điện đó, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố sản lượng dự kiến huy động từng giờ trong ngày tới của nhà máy thủy điện bị can thiệp lịch huy động theo nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo an ninh cung cấp điện, các ràng buộc về yêu cầu sử dụng nước hạ du và các ràng buộc kỹ thuật khác;

b) Đảm bảo tối thiểu hóa chi phí mua điện cho toàn hệ thống.

Điều 59. Can thiệp vào thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép can thiệp vào thị trường điện trong các trường hợp sau:

a) Hệ thống đang vận hành trong chế độ khẩn cấp được quy định trong Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

b) Không thể đưa ra lịch huy động giờ tới 15 phút trước giờ vận hành.

2. Trong trường hợp can thiệp vào thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm huy động các tổ máy để đảm bảo các mục tiêu theo thứ tự ưu tiên sau:

a) Đảm bảo cân bằng được công suất phát và phụ tải;

b) Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng điều tần;

c) Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng quay;

d) Đáp ứng được yêu cầu về chất lượng điện áp.

3. Công bố thông tin về can thiệp vào thị trường điện

a) Khi can thiệp vào thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải công bố các nội dung sau:

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;

- Các chu kỳ giao dịch dự kiến can thiệp vào thị trường điện.

b) Trong thời hạn 24 giờ kể từ khi kết thúc can thiệp vào thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các nội dung sau:

- Các lý do phải can thiệp vào thị trường điện;

- Các chu kỳ giao dịch can thiệp vào thị trường điện;

- Các biện pháp do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện áp dụng để can thiệp vào thị trường điện.

Điều 60. Dừng thị trường điện

1. Thị trường điện dừng vận hành khi xảy ra một trong các trường hợp sau:

a) Do các tình huống khẩn cấp về thiên tai hoặc bảo vệ an ninh quốc phòng;

b) Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề nghị dừng thị trường điện theo một trong các trường hợp sau:

- Hệ thống điện vận hành trong chế độ cực kỳ khẩn cấp được quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

- Không đảm bảo việc vận hành thị trường điện an toàn, liên tục.

c) Các trường hợp khác theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định dừng thị trường điện trong các trường hợp quy định tại Điểm a và Điểm b Khoản 1 Điều này và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định dừng thị trường điện của Cục Điều tiết điện lực.

4. Vận hành hệ thống điện trong thời gian dừng thị trường điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ, vận hành hệ thống điện theo các nguyên tắc sau:

- Đảm bảo hệ thống vận hành an toàn, ổn định, tin cậy với chi phí mua điện cho toàn hệ thống thấp nhất;

- Đảm bảo thực hiện các thỏa thuận về sản lượng trong các hợp đồng xuất khẩu, nhập khẩu điện, hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện BOT và các hợp đồng mua bán điện có cam kết sản lượng của các nhà máy điện khác;

b) Các đơn vị phát điện, Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị có liên quan khác có trách nhiệm tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 61. Khôi phục thị trường điện

1. Thị trường điện được khôi phục vận hành khi đảm bảo các điều kiện sau:

a) Các nguyên nhân dẫn đến việc dừng thị trường điện đã được khắc phục;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận về khả năng vận hành lại thị trường điện.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định khôi phục thị trường điện và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định khôi phục thị trường điện của Cục Điều tiết điện lực.

Mục 4
XUẤT KHẨU, NHẬP KHẨU ĐIỆN TRONG VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 62. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng điện năng xuất khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Sản lượng điện năng xuất khẩu được tính như phụ tải tại điểm xuất khẩu và được dùng để tính toán dự báo phụ tải hệ thống phục vụ lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

Điều 63. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng điện năng nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động được tính như nguồn phải phát với biểu đồ đã được công bố trước trong ngày tới.

Điều 64. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

Lượng điện năng nhập khẩu được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện đã được ký kết giữa các bên.

Chương VI
TÍNH TOÁN GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG VÀ THANH TOÁN TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
SỐ LIỆU ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 65. Cung cấp số liệu đo đếm

1. Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị mua buôn duy nhất số liệu đo đếm điện năng của từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước ngày làm việc thứ 08 sau khi kết thúc chu kỳ thanh toán, Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện số liệu đo đếm điện năng trong chu kỳ thanh toán được quy định tại Quy định về đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 66. Lưu trữ số liệu đo đếm

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và các hồ sơ liên quan trong thời hạn ít nhất là 05 năm.

Mục 2
TÍNH TOÁN GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG VÀ CÔNG SUẤT THANH TOÁN

Điều 67. Xác định giá điện năng thị trường

1. Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch tính giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo trình tự sau:

a) Tính toán phụ tải hệ thống trong chu kỳ giao dịch bằng cách quy đổi sản lượng đo đếm về phía đầu cực các tổ máy phát điện;

b) Thực hiện lập lịch tính giá điện năng thị trường theo phương pháp lập lịch không ràng buộc theo trình tự như sau:

- Sắp xếp cố định dưới phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện các sản lượng phát thực tế của các Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch thị trường điện, điện năng nhập khẩu, nhà máy điện BOT, các tổ máy thí nghiệm, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia, các tổ máy bị tách ra khỏi thị trường điện;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Giá điện năng thị trường bằng giá chào của dải công suất cuối cùng được xếp lịch để đáp ứng mức phụ tải hệ thống trong lịch tính giá điện năng thị trường. Trong trường hợp giá chào của dải công suất cuối cùng trong lịch tính giá điện năng thị trường cao hơn giá trần thị trường, giá điện năng thị trường được tính bằng giá trần thị trường.

3. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường của từng chu kỳ giao dịch trong ngày D.

Điều 68. Xác định công suất thanh toán[31]

1. Các nguyên tắc xác định công suất thanh toán cho từng chu kỳ giao dịch

a) Các tổ máy tham gia phát điện trong mỗi chu kỳ trên thị trường được lập lịch nhận giá công suất thị trường cho chu kỳ đó trừ các tổ máy khởi động chậm đã ngừng để làm dự phòng, tổ máy đã ngừng sự cố;

b) Đối với các tổ máy không cung cấp dịch vụ dự phòng quay và điều tần, công suất thanh toán của tổ máy bằng sản lượng điện năng của tổ máy tại vị trí đo đếm điện trong chu kỳ giao dịch;

c) Đối với các tổ máy tham gia cung cấp dịch vụ dự phòng quay và điều tần, ngoài sản lượng điện năng của tổ máy tại vị trí đo đếm điện (tại điểm giao nhận) trong chu kỳ giao dịch, tổ máy được thanh toán thêm đối với công suất dự phòng quay và điều tần xác định theo quy định tại Khoản 2 và Khoản 3 Điều này.

2. Công suất dự phòng quay dùng để tính thanh toán trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo công thức sau:

$$Q_{dpq} = \text{Min}\ [\{\text{Min}[(Q_{dd,i\ (QĐ)} + Q_{dpqcb}), Q_{cb}] - Q_{mq}\}, Q_{dpqcb}]$$

Trong đó:

Q_{dpq}: Lượng công suất thanh toán dự phòng quay của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i tại vị trí đo đếm (kW);

$Q_{dd,i\ (QĐ)}$: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{dpqcb}: Công suất dự phòng quay công bố cho ngày tới của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kW);

Q_{cb}: Công suất công bố của tổ máy trong bản chào lập lịch của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kW);

Q_{mq}: Sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

---

[31] Điều này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại Điều 13 Thông tư số 21/2015/TT-BCT ngày 23 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, trình tự kiểm tra hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, có hiệu lực từ ngày 07 tháng 8 năm 2015.

3. Công suất điều tần dùng để tính thanh toán trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo công thức sau:

$$Q_{đt} = Min\ [\{Min[(Q_{dd,i\ (QĐ)} + Q_{đtcb}), Q_{cb}] - Q_{mq}\}, Q_{đtcb}]$$

Trong đó:

$Q_{đt}$: Lượng công suất thanh toán điều tần của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i đã quy đổi về vị trí đo đếm (kW);

$Q_{dd,i\ (QĐ)}$: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{đtcb}$: Công suất điều tần công bố cho ngày tới của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kW);

Q_{cb}: Công suất công bố của tổ máy trong bản chào lập lịch của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kW);

Q_{mq}: Sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

4. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lượng công suất thanh toán của từng tổ máy trong các chu kỳ giao dịch của ngày D.

Điều 69. Xác định giá điện năng thị trường và công suất thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

1. Trong trường hợp thời gian can thiệp thị trường nhỏ hơn 24 giờ:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng bản chào giá hợp lệ để xác định giá điện năng thị trường theo quy định tại Điều 67 và lượng công suất thanh toán theo quy định tại Điều 68 Thông tư này;

b) Trong trường hợp tổ máy không có bản chào giá hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng giá sàn cho phần sản lượng hợp đồng giờ và giá trần bản chào cho sản lượng ngoài hợp đồng để lập lịch tính giá điện năng thị trường và lịch công suất cho chu kỳ giao dịch đó.

2. Trong trường hợp thời gian can thiệp thị trường lớn hơn hoặc bằng 24 giờ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm thực hiện tính toán giá điện năng thị trường và công suất thanh toán cho khoảng thời gian thị trường bị can thiệp.

Mục 3
THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIAO DỊCH TRỰC TIẾP

Điều 70. Sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các thành phần sản lượng điện năng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch phục vụ thanh toán trong thị trường điện, bao gồm:

a) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Qbp);

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Qcon);

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu);

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Qsmp).

2. Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Xác định sản lượng huy động theo lệnh điều độ

Sản lượng huy động theo lệnh điều độ là sản lượng tại đầu cực máy phát được tính toán căn cứ theo lệnh điều độ huy động tổ máy của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, căn cứ vào công suất theo lệnh điều độ và tốc độ tăng giảm tải của tổ máy phát điện. Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdd_i = [Pdd_i^0 . t_i^1 + \sum_{j=1}^{J} (Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j).(t'^j_i - t_i^j)/2 + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j.(t_i^{j+1} - t'^j_i) + Pdd_i^J.(60 - t'^J_i)]/60$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

J: Số lần thay đổi lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i;

t_i^j: Thời điểm lần thứ j trong chu kỳ giao dịch i Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ thay đổi công suất của tổ máy phát điện (phút);

t'^j_i: Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm t_i^j (phút);

Qdd_i : Sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i;

Pdd_i^{j-1}: Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm t_i^{j-1};

Pdd_i^j : Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t'^j_i .

Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^j công suất Pdd_i^{j-1} đến thời điểm t'^j_i mà tổ máy phát điện đạt được công suất Pdd_i^j được xác định như sau:

$$t'^j_i - t_i^j = \frac{Pdd_i^j - Pdd_i^{j-1}}{a}$$

Trong đó:

a: Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch (MW/phút).

Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch phải phù hợp với tốc độ tăng giảm tải được công bố trong hợp đồng mua bán điện. Trong trường hợp hợp đồng mua bán điện không có tốc độ tăng giảm tải hoặc tốc độ tăng giảm tải trong hợp đồng có sự sai khác với thực tế, Đơn vị phát điện có trách nhiệm xác định các số liệu này theo kết quả thí nghiệm hoặc tổng hợp từ thực tế vận hành của tổ máy và ký kết bổ sung phụ lục hợp đồng về đặc tính kỹ thuật này với Đơn vị mua buôn duy nhất để làm căn cứ thanh toán;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qddi j) về vị trí đo đếm;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ được xác định theo công thức sau:

$$Qdu_i = Qmq_i - Qdd_{i(QD)}$$

Trong đó:

Qdu_i : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm cho chu kỳ giao dịch i;

Qmq_i : Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Qdd_{i(QD)}$: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ được quy đổi về vị trí đo đếm cho chu kỳ giao dịch i.

d) Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng Qdu này bằng không (Qdui = 0). Nếu tổ máy này có ràng buộc kỹ thuật, gây ảnh hưởng đến công suất phát của các tổ máy khác của nhà máy thì các tổ máy bị ảnh hưởng này cũng không tính sản lượng Qdu (Qdui = 0);

đ) Để tăng tính chính xác trong việc xác định thành phần Qdu, các công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và các công tơ lắp tại các điểm đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát đầu cực của các tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý mệnh lệnh điều độ (DIM);

e) Sai số điện năng điều độ cho phép tại đầu cực đối với các tổ máy có công suất lắp đặt dưới 100 MW là 5%, đối với các tổ máy có công suất lắp đặt từ 100 MW trở lên là 3% nhưng trong mọi trường hợp không nhỏ hơn 1,5 MW. Trường hợp sản lượng Qdu_i nằm trong giới hạn sai số cho phép thì phần sản lượng này bằng không ($Qdu_i = 0$).

3. Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Xác định các tổ máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường được xếp lịch tính giá thị trường cho chu kỳ giao dịch i và vị trí đo đếm của tổ máy đó;

b) Tính toán sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại từng vị trí đo đếm xác định tại Điểm a Khoản này theo công thức sau:

$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qdu_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\}$ nếu $Qmq_i^j - Qdu_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j \geq 0$

$Qbp_i^j = \min\{Qmq_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\}$ nếu $\mathrm{Qmq_i^j} \geq \mathrm{Qbb_i^j}$ và $Qdu_i^j < 0$

$\mathrm{Qbp_i^j} = 0$ nếu $\mathrm{Qmq_i^j} < \mathrm{Qbb_i^j}$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

j: Điểm đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại Điểm a Khoản này;

$\mathrm{Qbp_i^j}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$\mathrm{Qmq_i^j}$: Sản lượng điện năng đo đếm tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbb_i^j: Sản lượng điện năng ứng với lượng công suất có giá chào thấp hơn hoặc bằng giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch i của các tổ máy có đấu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh);

Qgb_i^j: Sản lượng điện năng ứng với lượng công suất có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được xếp trong lịch tính giá thị trường trong chu kỳ giao dịch i của các tổ máy có đấu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh);

Qdu_i^j: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy có đấu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh).

c) Tính toán sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào cho nhà máy điện theo công thức sau:

$$Qbp_i = \sum_{j=1}^{J} Qbp_i^j$$

Trong đó:

j: Điểm đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại điểm a Khoản này;

J: Tổng số các điểm đo đếm của nhà máy điện có tổ máy chào cao hơn giá trần thị trường và được xếp lịch tính giá thị trường;

Qbp_i: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbp_i^j: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào tại vị trí đo đếm j trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

4. Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch tại đầu cực của tổ máy theo công thức sau:

Trường hợp Qdu > 0:

$$Qcon.dc_i^g = \min(Qmq.dc_i^g, [\sum_{j=1}^{J}(Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j).(t'^j_i - t_i^j)/2 - \sum_{J=1}^{J} P_i^{lltt}.(t'^j_i - t_i^j)]/60$$

$$+[\sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j(t_i^{j+1} - t'^j_i) - \sum_{J=1}^{J-1} P_i^{lltt}.(t_i^{j+1} - t'^j_i)]/60 \; + [Pdd_i^J.(60 - t'^J_i) - P_i^{lltt}.(60 - t'^J_i)]/60)$$

Trường hợp Qdu ≤ 0:

$$Qcon\ .dc_i^g = \min(\ Qmq\ .dc_i^g, \max([\ \sum_{j=1}^{J}(Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j).(t'^j_i - t_i^j)/2 - \sum_{J=1}^{J} P_i^{lltt}.(t'^j_i - t_i^j)]/60 + [\sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j(t_i^{j+1} - t'^j_i) - \sum_{J=1}^{J-1} P_i^{lltt}.(t_i^{j+1} - t'^j_i)]/60 + [Pdd_i^J.(60 - t'^J_i) - P_i^{lltt}.(60 - t'^J_i)]/60 + Qdu_{i(DC)}, 0))$$

Trong đó:

$Qcon.dc_i^g$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy tính tại đầu cực trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Qmq.dc_i^g$: Sản lượng đo đếm thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về đầu cực tổ máy (kWh);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

J: Số lần thay đổi lệnh điều độ do ràng buộc trong chu kỳ giao dịch i;

t_i^j: Thời điểm lần thứ j trong chu kỳ giao dịch i Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ thay đổi công suất của tổ máy phát điện do ràng buộc (phút). Trường hợp tại thời điểm này mà công suất của tổ máy phát điện thấp hơn P_i^{lltt} thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất P_i^{lltt};

t'^j_i: Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm t_i^j (phút); Trường hợp tại thời điểm này mà công suất của tổ máy phát điện thấp hơn P_i^{lltt} thì t'^j_i được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất P_i^{lltt};

P_i^{lltt}: Công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (kW);

Pdd_i^{j-1}: Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm t_i^{j-1}. Trường hợp công suất này nhỏ hơn P_i^{lltt} thì công suất này được tính bằng P_i^{lltt};

Pdd_i^j: Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm t'^j_i;

$Qdu_{i(DC)}$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ quy đổi về đầu cực máy phát.

Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^j công suất Pdd_i^{j-1} đến thời điểm t'^j_i mà tổ máy phát điện đạt được công suất Pdd_i^j được xác định như sau:

$$t'^j_i - t_i^j = \frac{Pdd_i^j - Pdd_i^{j-1}}{a}$$

Trong đó:

a: Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch (MW/phút).

b) Xác định sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch của tổ máy, $Qcon_i^g$, bằng cách quy đổi sản lượng $Qcon.dc_i^g$ từ vị trí đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm. Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì $Qcon_i^g$ bằng 0;

c) Tính toán sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i theo công thức sau:

$$Qcon_i = \sum_{g=1}^{G} Qcon_i^g$$

Trong đó:

$Qcon_i$: Tổng sản lượng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

g: Tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

$Qcon_i^g$: Sản lượng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

5. Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

a) Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ dương ($Qdu_i > 0$):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i - Qdu_i$$

b) Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ âm ($Qdu_i < 0$):

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i$$

Trong đó:

$Qsmp_i$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qbp_i: Sản lượng điện được thanh toán theo giá chào trong chu kỳ giao dịch i đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường (kWh);

$Qcon_i$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdu_i: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i.

Điều 71. Điều chỉnh sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường được điều chỉnh trong các trường hợp sau:

a) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện nhỏ hơn hoặc bằng sản lượng điện hợp đồng giờ ($Qmq_i \leq Q_c^i$);

b) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện lớn hơn sản lượng điện hợp đồng giờ của nhà máy điện ($Qmq_i > Q_c^i$) đồng thời sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện nhỏ hơn sản lượng hợp đồng giờ ($Qsmp_i < Q_c^i$).

2.[32] Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán điều chỉnh lại các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường trong các chu kỳ giao dịch quy định tại Khoản 1 Điều 70 Thông tư này căn cứ vào các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng giờ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (Q_c^i) được xác định theo quy định tại Điều 37 Thông tư này;

[32] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 23 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

b) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Qsmpi) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Khoản 5 Điều 70 Thông tư này;

c) Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (Qmq_i).

3. Nguyên tắc điều chỉnh

a) Trong trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này, sản lượng điện năng phát tăng thêm (Qconi) và sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Qbpi) được điều chỉnh trong chu kỳ giao dịch này bằng không (Qconi = 0; Qbpi = 0);

b) Trong trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, các sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện được điều chỉnh theo nguyên tắc đảm bảo không được làm thay đổi sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch này và theo quy định tại Quy trình lập lịch huy động các tổ máy phát điện, vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 72. Thanh toán điện năng thị trường

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rg = Rsmp + Rbp + Rcon + Rdu$$

Trong đó:

Rg: Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rsmp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rbp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với các nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

$Rcon$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng);

Rdu: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ trong chu kỳ thanh toán (đồng).

2. Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$\mathrm{Rsmp_i} = \mathrm{Qsmp_i} \times \mathrm{SMP_i}$$

Trong đó:

$\mathrm{Rsmp_i}$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ thanh toán (đồng);

SMPi : Giá điện năng thị trường của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ thanh toán (đồng/kWh);

$\mathrm{Qsmp_i}$: Sản lượng điện năng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ thanh toán (kWh).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$\mathrm{Rsmp} = \sum_{\mathrm{i=1}}^{\mathrm{I}} \mathrm{Rsmp_i}$$

Trong đó:

Rsmp: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

$\mathrm{Rsmp_i}$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện của chu kỳ giao dịch i (đồng).

3. Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ thanh toán được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rbp_i = \sum_{j=1}^{J} (Qbp_i^j \times Pb_i^j) - \left(\sum_{j=1}^{J} Qbp_i^j - Qbp_i \right) \times Pb_i^{\max}$$

Trong đó:

Rbp_i : Khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

j: Dải chào thứ j trong bản chào giá của các tổ máy thuộc nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

J: Tổng số dải chào trong bản chào giá của nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường và được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường;

Pb_i^j : Giá chào tương ứng với dải chào j trong bản chào của các tổ máy của nhà máy nhiệt điện g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

Pb_i^{max} : Mức giá chào cao nhất trong các dải chào được sắp xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

Qbp_i^j : Tổng công suất được chào với mức giá Pb_i^j trong bản chào của nhà máy nhiệt điện được huy động trong chu kỳ giao dịch i và quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

Qbp_i : Tổng sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$\mathrm{Rbp} = \sum_{i=1}^{I} \mathrm{Rbp_i}$$

Trong đó:

Rbp : Khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch i trong đó nhà máy điện được huy động với mức giá chào cao hơn giá trần;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong đó nhà máy điện được huy động với mức giá chào cao hơn giá trần;

$\mathrm{Rbp_i}$: Khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

4. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rcon_i = \sum_{g=1}^{G} (Qcon_i^g \times Pcon_i^g)$$

Trong đó:

$Rcon_i$: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

$Qcon_i^g$: Điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

$Pcon_i^g$: Giá chào cao nhất tương ứng với dải công suất phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thủy điện nếu giá chào này lớn hơn giá trần thị trường điện thì lấy bằng giá trần thị trường điện.

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rcon = \sum_{i=1}^{I} Rcon_i$$

Trong đó:

Rcon: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy điện phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy điện phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ;

Rconi: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

5. Trường hợp nhà máy thủy điện được huy động do điều kiện ràng buộc phải phát và có giá chào cao hơn giá trần thị trường hoặc được huy động công suất với dải chào giá cao hơn giá trần thị trường thì nhà máy được thanh toán cho phần sản lượng phát tương ứng trong chu kỳ đó bằng giá trần thị trường.

6. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch.

a) Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

- Trường hợp sản lượng điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^{G} (Qdu_i^g \times Pb\min_i)$$

Trong đó:

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát tăng thêm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

Qdu_i^g: Điện năng phát tăng thêm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

$Pb\min_i$: Giá chào thấp nhất của tất cả các tổ máy trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

- Trường hợp sản lượng điện năng phát giảm so với lệnh điều độ:

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^{G} \left|Qdu_i^g\right| \times (SMP_i - Pbp_{i,\max})$$

Trong đó:

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát giảm so với lệnh điều độ của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

Qdu_i^g: Điện năng phát giảm so với lệnh điều độ của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

Pbpi, max: Giá điện năng của tổ máy đắt nhất được thanh toán trong chu kỳ giao dịch i.

b) Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rdu = \sum_{i=1}^{I} Rdu_i$$

Trong đó:

Rdu: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện đã phát sai khác so với lệnh điều độ;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán trong đó nhà máy nhiệt điện đã phát sai khác so với lệnh điều độ;

Rdu_i: Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 73. Thanh toán công suất thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán công suất thị trường cho nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

1. Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$\mathrm{Rcan_i} = \mathrm{CAN_i} \times \sum_{g=1}^{G} \mathrm{Qcan_i^g}$$

Trong đó:

$\mathrm{Rcan_i}$: Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g: Tổ máy của nhà máy điện được thanh toán theo giá công suất;

G: Tổng số các tổ máy của nhà máy điện được thanh toán theo giá công suất;

$\mathrm{CAN_i}$: Giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kW);

$\mathrm{Qcan_i^g}$: Lượng công suất thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

2. Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rcan = \sum_{i=1}^{I} Rcan_i$$

Trong đó:

Rcan: Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

$Rcan_i$: Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 74. Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác

Căn cứ vào giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

Tính toán cho từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Rc_i = (Pc - SMP_i - CAN_i) \times Qc_i$$

Trong đó:

Rc_i: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qc_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).

Tính toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rc = \sum_{i=1}^{I} Rc_i$$

Trong đó:

Rc: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

Rc_i: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Điều 75. Thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

1. Trường hợp thời gian can thiệp thị trường nhỏ hơn 24 giờ, Đơn vị phát điện được nhận các khoản thanh toán quy định tại Điều 72, Điều 73 và Điều 74 theo giá điện năng thị trường và lượng công suất thanh toán xác định tại Điều 69 Thông tư này.

2. Trường hợp thời gian can thiệp thị trường lớn hơn hoặc bằng 24 giờ, Đơn vị phát điện được thanh toán theo giá hợp đồng cho toàn bộ sản lượng điện năng đo đếm.

Điều 76. Thanh toán khi dừng thị trường điện

Trong thời gian dừng thị trường điện, Đơn vị phát điện được thanh toán theo giá hợp đồng cho toàn bộ sản lượng điện năng đo đếm.

Mục 4
THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 77. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng quay và dịch vụ điều tần

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho Đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng quay và dịch vụ điều tần theo quy định của Bộ Công Thương.

Điều 78. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ dự phòng nguội, dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ dự phòng nguội, dịch vụ vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 79. Thanh toán cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

1. Tính toán thanh toán doanh thu từng chu kỳ giao dịch cho các nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày theo công thức sau:

$$Rg_i = Pc \times (Qhc_i \times \alpha) + (CAN_i + SMP_i) \times (Qhc_i \times (1 - \alpha)) + Rdu_i$$

Trong đó:

Rg_i: Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Pc: Giá hợp đồng mua bán điện (đồng/kWh);

Qhc_i: Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp $Qdu_i > 0$, $Qhc_i = Qm_i - Qdu_i$;

- Trường hợp $Qdu_i \leq 0$, $Qhc_i = Qm_i$.

Qm_i: Sản lượng điện năng tại vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdu_i: Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ (kWh) trong chu kỳ giao dịch i.

Rdu_i: Thanh toán cho sản lượng điện phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

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);

α: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho các nhà máy thủy điện có hồ điều tiết dưới 02 ngày do Cục Điều tiết điện lực quy định.

Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện ($Pc \times Qhc_i \times \alpha$). Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán còn lại.

2. Thanh toán cho chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$Rg = \sum_{i=1}^{I} Rg_i$$

Trong đó:

Rg : Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

Rg_i: Khoản thanh toán cho nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

Điều 80. Thanh toán khác

1. Đơn vị phát điện có tổ máy phát hoặc nhận công suất phản kháng trong chế độ chạy bù đồng bộ được thanh toán cho lượng điện năng hữu công nhận từ lưới điện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

2. Trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 2 Điều 65 có sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm cung cấp theo quy định tại Khoản 1 Điều 65 Thông tư này, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

3. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng theo quy định tại Điểm đ Khoản 3 Điều 55 Thông tư này hoặc phải ngừng 01 lò hơi để giảm công suất theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 55 Thông tư này được thanh toán chi phí khởi động theo mức chi phí thỏa thuận giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận các sự kiện này đối với các tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua buôn duy nhất để làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

4.[33] ***(được bãi bỏ)***

[33] Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại Khoản 24 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

5.[34] ***(được bãi bỏ)***

6. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra khỏi thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

7.[35] ***(được bãi bỏ)***

8. Trường hợp các tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi có thời điểm vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện thì các chu kỳ giao dịch đó được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất tương ứng với cấu hình tổ máy khi vận hành chu trình đơn, vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính.

9.[36] Trường hợp nhà máy điện tuabin khí tạm thời gián tiếp tham gia thị trường điện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

10. Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra thị trường

---

[34] Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại Khoản 24 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[35] Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại Khoản 24 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[36] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 24 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

11. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

12.[37] Đối với nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, căn cứ theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, việc tham gia thị trường điện trong năm tới và thanh toán cho nhà máy điện này được quy định như sau:

a) Trường hợp theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới, nhà máy điện có tổ máy đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài với khoảng thời gian dự kiến trong năm tới từ 180 ngày trở lên thì tách toàn bộ nhà máy điện này ra ngoài thị trường điện trong năm tới. Toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong năm tới được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất;

b) Trường hợp theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới, nhà máy điện có tổ máy đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài với khoảng thời gian dự kiến trong năm tới ít hơn 180 ngày thì nhà máy điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện trong năm tới (là đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch). Đối với các ngày giao dịch trong năm mà nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch mà tổ máy có chu kỳ tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất..

---

[37] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 5 Điều 3 Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 19 tháng 9 năm 2017.

13. Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá ngày tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do an ninh hệ thống, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

14.[38] Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống tự động điều chỉnh công suất (AGC) theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này ra ngoài thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện (giá Pc toàn phần) đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến tham gia thử nghiệm hệ thống tự động điều chỉnh công suất (AGC) trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Mục 5
TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 81. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện theo quy định tại Phụ lục 6 Thông tư này.

Điều 82. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

1. Trước ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày giao dịch D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 4 Thông tư này.

---

[38] Khoản này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại Khoản 5 Điều 3 Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 19 tháng 9 năm 2017.

2. Trước ngày D+6, Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện theo quy định trên trang thông tin điện tử thị trường điện; thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các sai sót trong bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có).

3. Ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo biểu mẫu tại Phụ lục 4 Thông tư này. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phát hành bảng kê thanh toán ngày và đưa vào hồ sơ phục vụ công tác thanh toán cho chu kỳ thanh toán.

Điều 83. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp các số liệu thanh toán cho tất cả ngày giao dịch trong chu kỳ thanh toán và kiểm tra, đối chiếu với biên bản tổng hợp sản lượng điện năng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp.

2. Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện của chu kỳ thanh toán cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

4. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán bao gồm bảng tổng hợp theo mẫu quy định tại Phụ lục 5 Thông tư này và biên bản xác nhận chỉ số công tơ và sản lượng điện năng.

5.[39] Hình thức xác nhận bảng kê thanh toán và sự kiện thị trường điện:

Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để phục

[39] Khoản này được bổ sung theo quy định tại Khoản 25 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

vụ công tác xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện. Trong trường hợp chữ ký số bị sự cố, Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện trực tiếp và xác nhận lại sau khi sự cố được khắc phục.

Điều 84. Hồ sơ thanh toán điện năng

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán thị trường điện cho Đơn vị mua buôn duy nhất căn cứ trên bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán.

2. Đơn vị phát điện lập và gửi chứng từ thanh toán hợp đồng cho Đơn vị mua buôn duy nhất theo các quy định trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện.

3. Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi hóa đơn thanh toán cho Đơn vị mua buôn duy nhất. Hóa đơn thanh toán bao gồm các khoản thanh toán thị trường điện và thanh toán hợp đồng trong chu kỳ thanh toán.

Điều 85. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập hồ sơ thanh toán dịch vụ phụ trợ theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 86. Hiệu chỉnh hóa đơn

1. Trong trường hợp hóa đơn có sai sót, Đơn vị phát điện hoặc Đơn vị mua buôn duy nhất có quyền đề nghị xử lý theo các quy định hiện hành có liên quan trong thời hạn 01 tháng kể từ ngày phát hành. Các bên liên quan có trách nhiệm phối hợp xác định và thống nhất các khoản thanh toán hiệu chỉnh.

2. Đơn vị phát điện có trách nhiệm bổ sung khoản thanh toán hiệu chỉnh vào hóa đơn của chu kỳ thanh toán tiếp theo.

Điều 87. Thanh toán

1. Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hóa đơn của Đơn vị phát điện, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên.

2. Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm thống nhất phương thức thanh toán trong thị trường điện phù hợp với quy định tại Thông tư này và các quy định có liên quan.

3. Trường hợp đến ngày 20 hàng tháng, nếu Đơn vị phát điện chưa nhận được Bảng kê thanh toán thị trường điện mà nguyên nhân không phải từ Đơn vị phát điện, Đơn vị phát điện có quyền lập, gửi hồ sơ tạm và hóa đơn thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá hợp đồng mua bán điện. Sau khi bảng kê thanh toán thị trường điện được phát hành, phần chênh lệch giữa giá trị tạm thanh toán và giá trị quyết toán sẽ được bù trừ vào tháng kế tiếp.

Điều 88. Xử lý các sai sót trong thanh toán

Trường hợp có thanh toán thừa hoặc thiếu so với hóa đơn, các đơn vị liên quan xử lý các sai sót này theo quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ.

Chương VIa
CƠ CHẾ THAM GIA THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH ĐỐI VỚI NHÀ MÁY ĐIỆN THUỘC KHU CÔNG NGHIỆP[40]

Điều 88a. Trách nhiệm tham gia thị trường điện

Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp (sau đây viết tắt là đơn vị phát điện) có công suất đặt lớn hơn 30 MW, đấu nối vào hệ thống điện quốc gia và bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia (trừ trường hợp đã ký hợp đồng mua bán điện trước ngày 01 tháng 01 năm 2016 và hợp đồng mua bán điện này còn hiệu lực đến sau ngày 01 tháng 01 năm 2016 theo quy định tại Khoản 1 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xây dựng giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện (Thông tư số 51/2015/TT-BCT) có trách nhiệm:

1. Đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Khoản 2, Khoản 3, Khoản 4 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT.

[40] Chương này bao gồm các điều 88a, 88b, 88c, 88d, 88đ được bổ sung theo quy định tại Khoản 6 Điều 3 Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 19 tháng 9 năm 2017.

2. Đầu tư, hoàn thiện hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện, hệ thống SCADA/EMS và hệ thống đo đếm điện năng để xác định lượng điện năng phát của từng tổ máy phát điện và điện năng tiêu thụ của phụ tải địa phương, đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện theo quy định tại Khoản 5 Điều 4 Thông tư số 30/2014/TT-BCT.

3. Thực hiện các quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Thông tư số 51/2015/TT-BCT khi tham gia thị trường điện.

4. Ký kết hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Thông tư số 56/2014/TT-BCT, Thông tư số 51/2015/TT-BCT và Thông tư này.

Điều 88b. Lập kế hoạch vận hành năm tới, tháng tới, tuần tới

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu phục vụ tính toán, lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới, tuần tới theo quy định tại Chương IV Thông tư số 30/2014/TT-BCT, Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT và các quy định tại Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện và công bố thông tin thị trường điện do Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Trước ngày 15 tháng 7 hàng năm, đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhu cầu phụ tải nội bộ dự kiến từng tháng của năm tiếp theo.

3. Trước ngày 20 hàng tháng, đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nhu cầu phụ tải nội bộ dự kiến của tháng tiếp theo.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố giá trần bản chào tháng tới cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 35 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Khoản 7 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT.

Điều 88c. Vận hành thị trường điện ngày tới, giờ tới

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm thực hiện các quy định về vận hành thị trường điện ngày tới, giờ tới tại Chương V Thông tư số 30/2014/TT-BCT.

2. Trước 14h00 ngày D-2, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện biểu đồ dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

Sai số cho phép của dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ là +/-10%. Trong giai đoạn phụ tải nội bộ thực hiện thí nghiệm hoặc có đầu tư mới, sai số cho phép của dự báo nhu cầu phụ tải nội bộ là +/-15%.

3. Chào giá ngày tới: Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập và gửi về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bản chào giá cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp theo quy định tại Điều 41 và Điều 45 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Đơn vị phát điện có trách nhiệm:

a) Chào bán cho toàn bộ công suất khả dụng của từng tổ máy phát điện;

b) Chào giá cho phụ tải nội bộ:

- Trường hợp phụ tải nội bộ cao hơn công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy, chào giá bằng 0 đồng/kWh cho lượng công suất dự kiến huy động để cấp điện cho phụ tải nội bộ;

- Trường hợp phụ tải nội bộ thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy, chào giá bằng 0 đồng/kWh cho lượng công suất phát ổn định thấp nhất;

c) Phần công suất dư còn lại: Giá chào tuân thủ quy định về giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện quy định tại Điều 10 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và giá trần bản chào do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Khoản 4 Điều 88b Chương này;

d) Sử dụng một hoặc nhiều tổ máy để chào giá cho phần công suất đáp ứng phụ tải nội bộ. Trường hợp công suất một tổ máy không đủ đáp ứng phụ tải nội bộ, đơn vị phát điện được sử dụng bản chào của tổ máy tiếp theo để chào giá đáp ứng phụ tải nội bộ;

đ) Đơn vị phát điện có trách nhiệm xây dựng bản chào giá cho các tổ máy phát điện phù hợp với các ràng buộc kỹ thuật của tổ máy, các ràng buộc kỹ thuật quy định tại hợp đồng mua bán điện và các ràng buộc liên quan đến phụ tải hơi của nhà máy (nếu có).

4. Chào giá giờ tới: Đơn vị phát điện lập và gửi về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bản chào giá giờ tới cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp và phụ tải nội bộ cập nhật trong giờ tới. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật bản chào giá giờ tới và phụ tải nội bộ tối thiểu 45 phút trước chu kỳ giao dịch.

Điều 88d. Lập lịch huy động và điều độ thời gian thực

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động nhà máy điện thuộc khu công nghiệp căn cứ theo bản chào giá của đơn vị phát điện và theo quy định tại Mục 1, Mục 2 và Mục 3 Chương V Thông tư số 30/2014/TT-BCT.

2. Trước chu kỳ giao dịch, đơn vị phát điện được cập nhật tốc độ tăng, giảm tải thực tế của tổ máy phát điện (trong bản chào giờ tới) để phục vụ lập lịch huy động, điều độ thời gian thực và tính toán các khoản thanh toán trong thị trường điện.

3. Trong trường hợp thừa nguồn, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động nhà máy điện không thấp hơn phụ tải địa phương. Trường hợp phụ tải tại chỗ thấp hơn mức công suất ổn định tối thiểu thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động nhà máy bằng công suất ổn định tối thiểu của tổ máy.

Điều 88đ. Tính toán thanh toán trong thị trường điện

1. Tính toán sản lượng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện, bao gồm:

a) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy điện trong khu công nghiệp có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Qbp) trong chu kỳ giao dịch i: Xác định theo quy định tại Khoản 3 Điều 70 Thông tư số 30/2014/TT-BCT;

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Qcon) trong chu kỳ giao dịch i: Xác định theo quy định tại Khoản 4 Điều 70 Thông tư số 30/2014/TT-BCT;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ (Q_{du}) trong chu kỳ giao dịch i: Xác định theo quy định tại Khoản 2 Điều 70 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Khoản 2 Điều 47 Quy trình Lập lịch huy động tổ máy, vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực ban hành. Sử dụng công tơ đầu cực để xác định sai số lệnh điều độ;

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường điện (SMP) trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

- Trường hợp có $Qdu_i > 0$: $Qsmp_i = Qm_i - Qdu_i - Qcon_i - Qbp_i$

- Trường hợp có $Qdu_i \leq 0$: $Qsmp_i = Qm_i - Qcon_i - Qbp_i$

Trong đó:

Qm_i: Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch);

Qdu_i: Sản lượng điện năng phát sai khác so với mệnh lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i;

Qbp_i: Sản lượng điện được thanh toán theo giá chào trong chu kỳ giao dịch i đối với nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có giá chào cao hơn giá trần thị trường (kWh);

$Qcon_i$: Sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

đ) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i được xác định như sau:

$$Qc_i = Qhc_i \times \beta$$

Trong đó:

Qc_i: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

β: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thuộc khu công nghiệp do Cục Điều tiết điện lực quy định cho từng nhà máy điện thuộc khu công nghiệp theo loại hình công nghệ và vị trí địa lý.

Qhc_i: Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp $Qdu_i > 0$, $Qhc_i = Qm_i - Qdu_i$;

- Trường hợp $Qdu_i \leq 0$, $Qhc_i = Qm_i$.

Trong đó:

Qm_i: Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch).

2. Các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều này được điều chỉnh theo quy định tại Điều 71 Thông tư số 30/2014/TT-BCT.

3. Khoản thanh toán cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch và chu kỳ thanh toán, bao gồm:

a) Thanh toán điện năng thị trường;

b) Thanh toán công suất thị trường;

c) Thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác;

d) Các khoản thanh toán khác (nếu có).

4. Khoản thanh toán điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

$$Rg_i = Rsmp_i + Rbp_i + Rcon_i + Rdu_i$$

Trong đó:

Rg_i: Khoản thanh toán điện năng thị trường cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

$Rsmp_i$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường (SMP) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT (đồng);

Rbp_i: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với các nhà máy điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT (đồng);

$Rcon_i$: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Thông tư số 30/2014/TT-BCT (đồng);

Rdu_i: Thanh toán cho sản lượng điện phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Thông tư 30/2014/TT-BCT (đồng);

β: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thuộc khu công nghiệp do Cục Điều tiết điện lực quy định cho từng nhà máy điện thuộc khu công nghiệp theo loại hình công nghệ và vị trí địa lý.

5. Khoản thanh toán công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

$$Rcan_i = Qm_i \times CAN_i$$

Trong đó:

$Rcan_i$: Khoản thanh toán công suất cho cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qm_i: Sản lượng điện năng phát lên hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch i (xác định theo sản lượng điện năng đo đếm tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch);

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

6. Khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho từng chu kỳ giao dịch được tính toán như sau:

$$Rc_i = Qc_i \times (Pc - SMP_i - CAN_i)$$

Trong đó:

Rc_i: Khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i (đồng);

Qc_i: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác cho nhà máy điện thuộc khu công nghiệp trong từng chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điểm đ Khoản 1 Điều này (đồng);

Pc: Giá hợp đồng mua bán điện (đồng/kWh);

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);

7. Đối với các khoản thanh toán khác (nếu có), trừ trường hợp thanh toán chi phí khởi động do thừa nguồn thực hiện theo quy định tại Điều 80 Thông tư số 30/2014/TT-BCT và Khoản 24 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT.

8. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán điện năng và công suất thị trường điện.

9. Đơn vị phát điện phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị mua buôn điện duy nhất thực hiện tính toán thanh toán, đối chiếu kiểm tra bảng kê thanh toán và thực hiện thanh toán theo trình tự quy định tại Chương VI Thông tư số 30/2014/TT-BCT.

Chương VII
PHẦN MỀM CHO HOẠT ĐỘNG CỦA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 89. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện bao gồm:

a) Mô hình mô phỏng thị trường;

b) Mô hình tính toán giá trị nước;

c) Phần mềm lập lịch huy động và điều độ;

d) Phần mềm phục vụ tính toán thanh toán;

đ) Các phần mềm khác phục vụ hoạt động thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng, phát triển và vận hành các phần mềm phục vụ thị trường điện.

Điều 90. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Đảm bảo tính chính xác, độ tin cậy, tính bảo mật và đáp ứng được các tiêu chuẩn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xây dựng.

2. Có đầy đủ các hướng dẫn kỹ thuật, quy trình vận hành kèm theo.

Điều 91. Xây dựng và phát triển các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Các phần mềm cho hoạt động thị trường điện phải được xây dựng, phát triển để hỗ trợ thực hiện các tính toán và giao dịch được quy định tại Thông tư này và các quy trình vận hành của thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm

a) Xây dựng các tiêu chuẩn đối với các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện;

b) Thẩm định, kiểm tra khả năng đáp ứng của phần mềm đối với các tiêu chuẩn quy định tại Điểm a Khoản này trước khi áp dụng;

c) Công bố danh sách, các thuật toán và quy trình sử dụng các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện.

Điều 92. Kiểm toán phần mềm

1. Các phần mềm phục vụ thị trường phải được kiểm toán trong các trường hợp sau:

a) Trước khi thị trường điện chính thức vận hành;

b) Trước khi đưa phần mềm mới vào sử dụng;

c) Sau khi hiệu chỉnh, nâng cấp có ảnh hưởng đến việc tính toán;

d) Kiểm toán định kỳ.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập có năng lực để thực hiện kiểm toán, báo cáo Cục Điều tiết điện lực trước khi thực hiện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố kết quả kiểm toán cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Chương VIII
HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VÀ QUY ĐỊNH VỀ CÔNG BỐ THÔNG TIN

Mục 1
HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 93. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện

Hệ thống thông tin thị trường điện bao gồm các thành phần cơ bản sau:

1. Hệ thống phần cứng và phần mềm phục vụ quản lý và trao đổi thông tin thị trường điện.

2. Hệ thống cơ sở dữ liệu và lưu trữ.

3. Cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện, bao gồm cả trang thông tin điện tử nội bộ và trang thông tin điện tử công cộng.

Điều 94. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng, quản lý và vận hành Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư các trang thiết bị trong phạm vi quản lý đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định, đảm bảo việc kết nối với Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm phát triển, quản lý và vận hành mạng đường truyền kết nối giữa Hệ thống thông tin thị trường điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với các thiết bị của các thành viên tham gia thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ được vận hành hoặc thay đổi Hệ thống thông tin thị trường điện hiện có sau khi đã nghiệm thu hoàn chỉnh và được Cục Điều tiết điện lực thông qua.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trang bị thiết bị dự phòng cho hệ thống thông tin thị trường để đảm bảo có thể thu thập, truyền và công bố thông tin thị trường trong trường hợp Hệ thống thông tin thị trường điện chính bị sự cố hoặc không thể vận hành.

Mục 2
QUẢN LÝ VÀ CÔNG BỐ THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 95. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

1. Đơn vị phát điện, Đơn vị mua buôn duy nhất, Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin, số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và tính toán thanh toán theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp và công bố thông tin, số liệu và các báo cáo vận hành thị trường điện cho các thành viên tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Mức độ phân quyền truy cập thông tin được xác định theo chức năng của các đơn vị và được quy định tại Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện và công bố thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố công khai trên trang thông tin điện tử công cộng các thông tin sau:

a) Thông tin về các thành viên tham gia thị trường điện;

b) Dữ liệu về phụ tải hệ thống;

c) Số liệu thống kê về giá thị trường;

d) Các thông tin khác được quy định trong Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện và công bố thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 96. Trách nhiệm đảm bảo tính chính xác của thông tin thị trường điện

1. Thành viên tham gia thị trường có trách nhiệm đảm bảo tính chính xác và đầy đủ của thông tin thị trường điện tại thời điểm cung cấp.

2. Trường hợp phát hiện các thông tin đã cung cấp, công bố không chính xác và đầy đủ, thành viên tham gia thị trường có trách nhiệm cải chính và cung cấp lại thông tin chính xác cho đơn vị có liên quan.

Điều 97. Bảo mật thông tin thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không được tiết lộ các thông tin do thành viên tham gia thị trường điện cung cấp, bao gồm:

a) Thông tin về hợp đồng mua bán điện;

b) Bản chào giá của Đơn vị phát điện trước khi kết thúc ngày giao dịch;

c) Các thông tin khác ngoài thẩm quyền.

2. Thành viên tham gia thị trường điện không được tiết lộ các thông tin ngoài phạm vi được phân quyền cung cấp và công bố.

Điều 98. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực hoặc cơ quan có thẩm quyền theo quy định của pháp luật.

2. Các thông tin tự tổng hợp, phân tích từ các thông tin công bố trên thị trường điện, không phải do các thành viên tham gia thị trường điện khác cung cấp sai quy định tại Điều 97 Thông tư này.

Điều 99. Lưu trữ thông tin thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu lại toàn bộ hoạt động trao đổi thông tin được thực hiện qua Hệ thống thông tin thị trường điện. Thời hạn lưu trữ thông tin ít nhất là 05 năm.

Mục 3
BÁO CÁO VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 100. Công bố thông tin vận hành thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm định kỳ lập và công bố thông tin vận hành thị trường điện được quy định tại Quy trình vận hành hệ thống thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành, cụ thể như sau:

1. Trước 15h00 hàng ngày, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện ngày hôm trước.

2. Trước 16h00 thứ Ba hàng tuần, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện tuần trước.

3.[41] Trước ngày 20 hàng tháng, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.

4. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện năm trước.

Điều 101. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

1. Trước ngày 10 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của tháng trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.

2. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực các báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của năm trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.

3. Trong thời hạn 24 giờ kể từ khi kết thúc can thiệp thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực về việc can thiệp thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất về vận hành hệ thống điện, thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 102. Kiểm toán số liệu và tuân thủ trong thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

---

[41] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 26 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Trước ngày 31 tháng 3 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức thực hiện và hoàn thành việc kiểm toán số liệu và sự tuân thủ thị trường điện của năm trước. Nội dung kiểm toán hàng năm bao gồm:

a) Kiểm toán số liệu, quá trình thực hiện tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong thị trường điện, bao gồm:

- Số liệu cho quá trình tính toán trong thị trường điện;

- Các bước thực hiện tính toán;

- Kết quả tính toán.

b) Kiểm toán tuân thủ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đối với các trình tự, thủ tục quy định tại Thông tư này.

2. Kiểm toán đột xuất

Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổ chức thực hiện kiểm toán đột xuất theo các nội dung và phạm vi kiểm toán cụ thể trong các trường hợp sau:

a) Khi phát hiện dấu hiệu bất thường trong vận hành thị trường điện;

b) Theo đề nghị bằng văn bản của thành viên tham gia thị trường điện trong đó nêu rõ nội dung và lý do hợp lý để yêu cầu kiểm toán đột xuất.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập đủ năng lực thực hiện các nội dung kiểm toán thị trường điện trình Cục Điều tiết điện lực thông qua.

4. Các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm hợp tác đầy đủ trong quá trình thực hiện kiểm toán thị trường điện.

5. Chi phí kiểm toán

a) Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chi trả trong các trường hợp kiểm toán quy định tại Khoản 1 và Điểm a Khoản 2 Điều này;

b) Do đơn vị đề nghị kiểm toán chi trả trong trường hợp kiểm toán quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều này.

6. Trong thời hạn 10 ngày kể từ khi kết thúc kiểm toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cục Điều tiết điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương IX
GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Mục 1
GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP

Điều 103. Trình tự giải quyết tranh chấp trong thị trường điện

1. Các tranh chấp phát sinh trong thị trường điện được giải quyết theo Quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trên thị trường điện lực do Bộ Công Thương ban hành.

2. Trước khi thực hiện giải quyết tranh chấp theo quy định tại Khoản 1 Điều này, trong thời hạn 60 ngày kể từ thời điểm phát sinh tranh chấp trong thị trường điện, các bên có trách nhiệm tiến hành đàm phán để tự giải quyết tranh chấp theo một trong các hình thức sau:

a) Thương lượng;

b) Hòa giải.

Điều 104. Trách nhiệm của các bên trong quá trình tự giải quyết tranh chấp

1. Thống nhất về hình thức tự giải quyết tranh chấp, thời gian, địa điểm tiến hành đàm phán.

2. Cung cấp đầy đủ, trung thực, chính xác những thông tin, tài liệu cần thiết liên quan đến nội dung tranh chấp.

3. Đưa ra chứng cứ hợp pháp để bảo vệ quyền và lợi ích hợp pháp.

4. Tham gia quá trình đàm phán với tinh thần thiện chí, hợp tác.

5. Trong quá trình tự giải quyết tranh chấp, nếu phát hiện tranh chấp có dấu hiệu vi phạm quy định thị trường điện thì bên phát hiện có trách nhiệm thông báo cho bên kia biết để dừng tự giải quyết tranh chấp và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

Điều 105. Thông báo tranh chấp và chuẩn bị đàm phán

1. Khi phát sinh tranh chấp, bên yêu cầu có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho bên bị yêu cầu về việc tranh chấp và yêu cầu giải quyết tranh chấp và gửi Cục Điều tiết điện lực 01 (một) bản để báo cáo.

2. Trong thời hạn 15 ngày kể từ ngày nhận được thông báo, các bên có trách nhiệm thống nhất về hình thức giải quyết tranh chấp, nội dung cần giải quyết, thời gian và địa điểm đàm phán. Trường hợp lựa chọn hình thức hòa giải thông qua trung gian, các bên có trách nhiệm thống nhất về việc chọn người làm trung gian hòa giải. Các bên có quyền thỏa thuận thay đổi người trung gian hòa giải trước thời gian dự kiến hòa giải đã thống nhất.

Điều 106. Tổ chức tự giải quyết tranh chấp

1. Thương lượng

Các bên có trách nhiệm trao đổi, thỏa thuận về các nội dung cần giải quyết.

2. Hòa giải

a) Các bên có thể mời chuyên gia có chuyên môn hoặc đề nghị Cục Điều tiết điện lực cử cán bộ làm trung gian hòa giải và thống nhất về trách nhiệm của người trung gian hòa giải;

b) Các bên có trách nhiệm cung cấp cho người trung gian hòa giải nội dung vụ việc tranh chấp, các thông tin, tài liệu có liên quan đến vụ việc tranh chấp và các yêu cầu giải quyết của từng bên;

c) Các bên có thể nhất trí với phương án giải quyết của người trung gian hòa giải; yêu cầu người trung gian hòa giải sửa đổi, bổ sung phương án giải quyết đó hoặc tự thỏa thuận để thống nhất phương án giải quyết mới.

Điều 107. Biên bản tự giải quyết tranh chấp

1. Sau khi kết thúc tự giải quyết tranh chấp hoặc hết thời hạn tự giải quyết tranh chấp, các bên tranh chấp có trách nhiệm lập Biên bản tự giải quyết tranh chấp bao gồm các nội dung sau:

a) Thời gian và địa điểm tiến hành tự giải quyết tranh chấp;

b) Tên, địa chỉ các bên tham gia tự giải quyết tranh chấp;

c) Tóm tắt nội dung tranh chấp;

d) Nội dung yêu cầu của các bên;

đ) Những nội dung đã được các bên thỏa thuận;

e) Những nội dung các bên không thỏa thuận được và lý do không thỏa thuận được.

2. Trong thời hạn 05 ngày kể từ ngày lập biên bản tự giải quyết tranh chấp, các bên có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực 01 (một) bản để báo cáo.

Điều 108. Giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực

1. Các bên có quyền gửi vụ việc lên Cục Điều tiết điện lực để giải quyết tranh chấp trong các trường hợp sau:

a) Hết thời hạn tự giải quyết tranh chấp quy định tại Khoản 2 Điều 103 Thông tư này mà vụ việc tranh chấp hòa giải không thành hoặc không thể tổ chức tự giải quyết tranh chấp được do một bên không tham gia tự giải quyết tranh chấp;

b) Một bên không thực hiện các nội dung đã thỏa thuận trong Biên bản tự giải quyết tranh chấp.

2. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị giải quyết tranh chấp hợp lệ theo quy định, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm giải quyết tranh chấp theo trình tự, thủ tục quy định tại Quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trên thị trường điện lực do Bộ Công Thương ban hành.

Mục 2
XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 109. Phát hiện và trình báo vi phạm

1. Các hành vi vi phạm trong thị trường điện bị phát hiện phải được trình báo Cục Điều tiết điện lực bằng văn bản.

2. Nội dung trình báo hành vi vi phạm bao gồm:

a) Ngày, tháng, năm trình báo;

b) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân trình báo;

c) Tên, địa chỉ tổ chức, cá nhân thực hiện hành vi có dấu hiệu vi phạm;

d) Mô tả hành vi có dấu hiệu vi phạm;

đ) Thời gian, địa điểm xảy ra hành vi có dấu hiệu vi phạm;

e) Lý do phát hiện hành vi có dấu hiệu vi phạm (nếu có).

Điều 110. Xác minh hành vi vi phạm

1. Trong thời hạn 05 ngày kể từ ngày tiếp nhận vụ việc về hành vi có dấu hiệu phạm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thụ lý vụ việc. Trường hợp không thụ lý thì phải thông báo bằng văn bản cho tổ chức, cá nhân trình báo.

2. Sau khi thụ lý vụ việc, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tiến hành xác minh hành vi có dấu hiệu vi phạm. Trong quá trình tiến hành xác minh hành vi vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có quyền:

a) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị liên quan cung cấp thông tin, tài liệu cần thiết phục vụ cho quá trình xác minh;

b) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm giải trình;

c) Trưng cầu giám định, lấy ý kiến chuyên gia hoặc ý kiến của cơ quan, đơn vị có liên quan;

d) Triệu tập đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm để lấy ý kiến về hướng giải quyết và khắc phục hành vi vi phạm.

3. Trong quá trình xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm giữ bí mật các thông tin, tài liệu được cung cấp theo quy định về bảo mật thông tin quy định tại Thông tư này và các quy định pháp luật khác liên quan đến bảo mật thông tin.

Điều 111. Lập Biên bản vi phạm hành chính

1. Trong thời hạn 60 ngày làm việc kể từ ngày tiến hành xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kết thúc xác minh và lập Biên bản vi phạm hành chính đối với hành vi vi phạm quy định vận hành thị trường điện. Trường hợp vụ việc có nhiều tình tiết phức tạp, thời hạn xác minh có thể kéo dài nhưng không quá 30 ngày làm việc kể từ ngày hết hạn xác minh.

2. Biên bản vi phạm hành chính được lập theo quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực.

3. Trường hợp kết quả xác minh cho thấy hành vi bị trình báo không vi phạm quy định vận hành thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực dừng xác minh, thông báo cho tổ chức, cá nhân trình báo và cho tổ chức, cá nhân bị xác minh.

Điều 112. Các hình thức xử lý vi phạm

1. Đơn vị vi phạm phải chịu một trong các hình thức, mức độ xử phạt đối với từng hành vi vi phạm theo quy định tại Điều 14 Nghị định số 134/2013/NĐ-CP ngày 17 tháng 10 năm 2013 quy định về xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực, an toàn đập thủy điện, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

2. Đối với nhà máy điện có hành vi vi phạm quy định tại Khoản 1 Điều 8 Thông tư này, ngoài bị xử phạt vi phạm hành chính theo quy định tại Khoản 1 Điều này còn bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện.

Điều 113. Trình tự, thủ tục đình chỉ quyền tham gia thị trường điện

1. Trường hợp nhà máy điện có hành vi vi phạm quy định tại Khoản 1 Điều 8 Thông tư này, trong thời hạn 05 (năm) ngày kể từ ngày ra Quyết định xử phạt vi phạm hành chính hoặc kể từ ngày ra văn bản kết luận có hành vi vi phạm gây hậu quả nghiêm trọng về đảm bảo an ninh cung cấp điện hoặc về tài chính cho các đơn vị khác trong thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực xem xét, ra quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện đối với nhà máy điện có hành vi vi phạm và gửi cho nhà máy điện vi phạm và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Thời hạn hiệu lực của quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện đối với nhà máy điện có hành vi vi phạm không quá 01 (một) năm.

3. Trong thời hạn 01 ngày kể từ ngày nhận được Quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố việc đình chỉ quyền tham gia thị trường điện đối với nhà máy điện vi phạm.

4. Hết thời hạn quy định tại Khoản 2 Điều này, nhà máy điện vẫn chưa khắc phục vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có quyền ra quyết định gia hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện.

Chương X
TỔ CHỨC THỰC HIỆN[42]

[42] Điều 15 Thông tư số 21/2015/TT-BCT ngày 23 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, trình tự kiểm tra hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, có hiệu lực kể từ ngày 07 tháng 8 năm 2015 quy định như sau:

"***Điều 15. Hiệu lực thi hành***

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 07 tháng 8 năm 2015.

2. Sửa đổi, bổ sung Điều 68 Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dự phòng khởi động nguội, vận hành phải phát đảm bảo an ninh hệ thống điện thực hiện thỏa thuận, thống nhất giá dịch vụ phụ trợ cho năm 2015 theo phương pháp được quy định tại Thông tư này, trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định để trình Bộ Công Thương phê duyệt ngay sau khi Thông tư có hiệu lực thi hành.

4. Trong quá trình thực hiện nếu có vướng mắc, yêu cầu các đơn vị có liên quan phản ánh về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo Bộ Công Thương để giải quyết./."

Điều 3 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xây dựng giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 07 tháng 8 năm 2015 quy định như sau:

"***Điều 3. Hiệu lực thi hành***

Điều 114. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Phổ biến, kiểm tra và giám sát việc thực hiện Thông tư này.

2. Hướng dẫn hoặc trình Lãnh đạo Bộ hướng dẫn thực hiện các nội dung mới phát sinh hoặc vướng mắc trong quá trình thực hiện Thông tư này.

3.[43] Xây dựng quy định tham gia thị trường điện cho các nhà máy điện BOT, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia trình Bộ trưởng Bộ Công Thương xem xét quyết định.

Điều 115. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt nam

Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm chỉ đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị có liên quan:

1. Rà soát, hiệu chỉnh các quy trình kỹ thuật trình Cục Điều tiết điện lực ban hành sau 30 ngày kể từ ngày ban hành Thông tư này, bao gồm:

a) Quy trình lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần tới;

---

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

2. Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực, Chánh Văn phòng Bộ, Chánh Thanh tra Bộ, các Vụ trưởng, Tổng cục trưởng, Cục trưởng có liên quan thuộc Bộ, các đơn vị có liên quan và các thành viên thị trường điện chịu trách nhiệm thi hành Thông tư này./."

Điều 4, Điều 5 và Điều 6 của Thông tư số 13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 19 tháng 9 năm 2017 quy định như sau:

"Điều 4. *Bãi bỏ Khoản 7, Khoản 9, Khoản 19 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xây dựng giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.*

Điều 5. Điều khoản chuyển tiếp

Thời hạn của Hợp đồng mua bán điện đối với các dự án nhà máy điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực được Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các Đơn vị phát điện chuyển đổi theo thời hạn Hợp đồng quy định tại Khoản 17 Điều 1 Thông tư này; các nội dung khác của Hợp đồng mua bán điện và giá điện được giữ nguyên không thay đổi.

Điều 6. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 19 tháng 9 năm 2017.

2. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức cá nhân trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./."

[43] Khoản này được bổ sung theo quy định tại Khoản 27 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

b) Quy trình lựa chọn nhà máy mới tốt nhất và tính toán giá công suất thị trường;

c) Quy trình mô phỏng thị trường điện;

d) Quy trình tính toán giá trị nước;

đ) Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào của nhà máy nhiệt điện;

e) Quy trình lập lịch huy động các tổ máy phát điện, vận hành thời gian thực và tính toán thanh toán trong thị trường điện;

g) Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện và công bố thông tin thị trường điện;

h) Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất;

i) Quy trình đăng ký tham gia thị trường điện;

k) Quy trình tối ưu sử dụng nguồn nhiên liệu khí phục vụ công tác lập lịch huy động ngày tới;

l) Quy trình phối hợp xác nhận các sự kiện phục vụ các khoản thanh toán trên thị trường điện.

1a.[44] Xây dựng bổ sung các quy trình, trình Cục Điều tiết điện lực ban hành, bao gồm:

a) Quy trình đào tạo, kiểm tra và công nhận chức danh kỹ sư điều hành giao dịch thị trường điện;

b) Quy trình điều chỉnh sản lượng hợp đồng.

2. Đầu tư, xây dựng, lắp đặt và nâng cấp Hệ thống thông tin thị trường điện và các phần mềm phục vụ thị trường điện phù hợp với yêu cầu quy định tại Thông tư này.

Điều 116. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan

1. Các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm hoàn thiện các trang thiết bị thông tin phù hợp với Hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Thông tư này.

---

[44] Khoản này được bổ sung theo quy định tại Khoản 28 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

2. Các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành áp dụng cho thị trường điện.

Điều 117. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 18 tháng 11 năm 2014. Thông tư số 03/2013/TT-BCT ngày 08 tháng 02 năm 2013 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và các văn bản chỉ đạo, hướng dẫn do Bộ Công Thương ban hành nhằm thực hiện Thông tư số 03/2013/TT-BCT ngày 08 tháng 02 năm 2013 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh hết hiệu lực thi hành kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực.

Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu có vấn đề vướng mắc, nội dung mới phát sinh, các đơn vị có liên quan có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết lực để nghiên cứu, đề xuất, trình Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung Thông tư cho phù hợp. Các đơn vị có liên quan có trách nhiệm thực hiện các hướng dẫn theo quy định tại Khoản 2 Điều 114 đến thời điểm Thông tư sửa đổi, bổ sung được ban hành./.

BỘ CÔNG THƯƠNG

Số: 11/VBHN-BCT

XÁC THỰC VĂN BẢN HỢP NHẤT

Hà Nội, ngày 05 tháng 9 năm 2017

BỘ TRƯỞNG

Trần Tuấn Anh

Phụ lục 1

LỊCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 01 tháng 11 năm N-1		Hoàn thành lập kế hoạch vận hành cho năm N và trình EVN thẩm định	SMO		Năm N	Hàng năm	Hoàn thành và trình các kết quả tính toán sau: - Giá trị nước hàng tuần; - Mức nước giới hạn tháng; - Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Sản lượng hợp đồng năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy điện; - Sản lượng hợp đồng hàng tháng tại vị trí đo đếm trong năm; - Các phương án giá trần thị trường; - Giá công suất thị trường (CAN) hàng giờ. Hồ sơ trình bao gồm cả các thông số đầu vào và thuyết minh tính toán
Ngày 15 tháng 11 năm N-1		Trình ERAV phê duyệt kế hoạch vận hành cho năm N	SMO		Năm N	Hàng năm	

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 15 tháng 11 năm N-1		Gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng	SMO		Năm N	Hàng năm	Gửi Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch các kết quả tính toán sau: - Sản lượng hợp đồng năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy điện; - Sản lượng hợp đồng hàng tháng tại vị trí đo đếm trong năm;
Ngày 25 tháng 11 năm N-1		Xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng	SB, NMĐ		Năm N	Hàng năm	Kiểm tra, phối hợp với SMO xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng
Ngày 01 tháng 12 năm N-1		Công bố kế hoạch vận hành cho năm N	SMO		Năm N	Hàng năm	Công bố các nội dung của kế hoạch vận hành cho năm N đã được phê duyệt
Ngày 20 tháng M-1		Hoàn thành lập kế hoạch vận hành cho tháng M	SMO	NMĐ, SB, TNO	Tháng M	Hàng tháng	Hoàn thành tính toán các kết quả sau: - Giá trị nước hàng tuần trong tháng - Mức nước giới hạn các tuần trong tháng;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
							- Giá trần bản chào nhiệt điện trong tháng M; - Sản lượng dự kiến phát từng giờ trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán toán theo giá hợp đồng hàng giờ trong tháng.
Thứ Sáu tuần T-1	10h00	- Công bố giá trị nước - Công bố sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP	SMO	NMĐ, SB, TNO	Tuần T	Hàng tuần	Công bố các kết quả sau: - Giá trị nước cho tuần T; - Mức nước giới hạn tuần; - Sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP dự kiến cho tuần T.
Ngày D-1	10h00	Công bố các thông tin phục vụ vận hành thị trường điện ngày tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin sau: - Dự báo phụ tải ngày D; - Sản lượng dự kiến hàng giờ của các nhà máy SMHP; - Sản lượng khí hàng ngày D của các nhà máy tuabin khí;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
							- Điện năng xuất nhập khẩu ngày D; - Kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D.
	11h30	Nộp bản chào giá	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho ngày D. Bản chào giá của các nhà máy BOT (do SB nộp thay) cho ngày D.
	10h00	Công bố sản lượng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 2 ngày	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 2 ngày công bố sản lượng tuần tới cho SMO
	16h00	Công bố lịch huy động ngày D	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho từng giờ của ngày D
Ngày D-1 và D	Liên tục	Công bố các thay đổi về công suất khả dụng của tổ máy và độ sẵn sàng của lưới truyền tải	NMĐ, TNO	SMO	Ngày D-1 và D	Liên tục	NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy TNO cung cấp thông tin về các thay đổi độ sẵn sàng của lưới truyền tải

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	**Giờ**						
Ngày D	15 phút trước giờ vận hành	Công bố lịch huy động giờ tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Giờ vận hành	Hàng giờ	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho giờ vận hành tới
Ngày D+1	15h00	Cung cấp số liệu đo đếm điện năng trong ngày D	MDMSP	SMO, SB	Ngày D	Hàng ngày	Số liệu đo đếm điện năng của các nhà máy điện trong từng giờ của ngày D
Ngày D+2	9h00	Công bố giá thị trường và lượng công suất thanh toán	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá các tổ máy, giá thị trường điện năng, giá thị trường toán phần, lượng công suất thanh toán và các kết quả tính toán khác cho từng giờ của ngày D
		Tổng hợp và cung cấp số liệu phục vụ tính toán thanh toán cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Theo quy định tại Phụ lục 6 Thông tư này
Ngày D+3		Cung cấp bảng kê thanh toán sơ bộ cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D
Ngày D+5		Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có)	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có)

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	**Giờ**						
Ngày D+6		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D
Ngày làm việc thứ 7 tháng M+1		Cung cấp số liệu đo đếm chính thức cho tháng M	MDMSP	SMO	Tháng M	Hàng tháng	Theo quy định tại Thông tư số 27/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009
Ngày làm việc thứ 10 tháng M+1		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho tháng M	SMO	NMĐ, SB	Tháng M	Hàng tháng	Các khoản thanh toán trong từng ngày giao dịch trong tháng M
Trước ngày 20 của tháng M+1		Gửi hóa đơn thanh toán	NMĐ	SB	Tháng M	Hàng tháng	Hóa đơn thanh toán và hồ sơ thanh toán
Theo thời hạn thanh toán tại hợp đồng mua bán điện		Thanh toán	SB	NMĐ	Tháng M	Hàng tháng	Thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện

Chú thích:
NMĐ: Nhà máy điện;
SMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
SB: Đơn vị mua buôn duy nhất;
TNO: Đơn vị truyền tải điện;
MDMSP: Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng.

Phụ lục 2

MẪU BẢNG GIÁ TRẦN BẢN CHÀO CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên nhà máy điện:.....

2. Thời gian áp dụng: trong tháng..... năm.....

Tổ máy	Chi phí nhiên liệu, VNĐ/BTU	Hệ số chi phí phụ, %	Suất hao nhiệt, BTU/kWh	Hệ số suy giảm hiệu suất, %	KDC		Giá trần bản chào, VNĐ/kWh
					Phân loại tổ máy	KDC	
Tổ máy 1	..		..	..	*Chạy nền*		..
Tổ máy 2	..		..	..	*Chạy lưng*		..
Tổ máy 3	..		..	..	*Chạy đỉnh*		..

Phụ lục 3

MẪU BẢN CHÀO

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Giờ	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMĐ)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMĐ)	(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)
				Giá chào (VNĐ/kwh)						Giá chào (VNĐ/kwh)		
	Khoảng công suất chào, MW			Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5	Khoảng công suất chào, MW		Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5
	Pmin	Công suất công bố		Ngưỡng công suất tương ứng					Pmin	Công suất công bố	Ngưỡng công suất tương ứng				
1															
2															
3															
..															
..															
..															
..															
..															
22															
23															
24															
Tốc độ tăng công suất tối đa:									Tốc độ tăng công suất tối đa:						
Tốc độ giảm công suất tối đa:									Tốc độ giảm công suất tối đa:						

Phụ lục 4

MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên Công ty phát điện:_____
2. Tên nhà máy điện:_____
3. Ngày giao dịch:_____

Bảng 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN HÀNG NGÀY

	Khoản thanh toán	**Thành tiền VND**
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3 + 4)	
1	*Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường*	
2	*Khoản thanh toán tính theo giá chào*	
3	*Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm*	
4	*Khoản thanh toán do phát sai lệnh điều độ*	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III)	

Bảng 2. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Sản lượng (MWh)	Giá điện năng thị trường (VNĐ/kWh)	Thành tiền (VNĐ)
1			
2			
....			
24			
Tổng cộng			

Bảng 3. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO GIÁ CHÀO

Chu kỳ giao dịch	(Tên nhà máy điện)								
	(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)		
	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1	ΔQ1	P1							
	ΔQ2	P2							
....									
24									
Tổng cộng									

Bảng 4. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CHO PHẦN SẢN LƯỢNG PHÁT TĂNG THÊM

Chu kỳ giao dịch	Tên nhà máy điện								
	Tên tổ máy			Tên tổ máy			Tên tổ máy		
	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1									
....									
24									
Tổng cộng									

Bảng 5. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CÔNG SUẤT THỊ TRƯỜNG

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Lượng công suất thanh toán (MW)	Giá công suất thị trường (VNĐ/kW)	Thành tiền VNĐ
1			
2			
...			
....			
24			
Tổng cộng			

Phụ lục 5

MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên Công ty phát điện:
2. Tên nhà máy điện:
3. Chu kỳ thanh toán:

Bảng 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN THÁNG

	Khoản thanh toán	**Thành tiền VND**
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3 + 4)	
1	*Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường*	
2	*khoản thanh toán tính theo giá chào*	
3	*Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm*	
4	*Khoản thanh toán do phát sai lệnh điều độ*	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III)	

Bảng 2. BẢNG KÊ THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG

Ngày giao dịch	**Thanh toán điện năng thị trường, VNĐ**				**Tổng**
	Thanh toán tính theo giá SMP	**Thanh toán tính theo giá chào**	**Thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm**	**Khoản thanh toán do phát sai lệnh điều độ**	
1					
2					
...					
....					
30					
31					

Bảng 3. BẢNG KÊ THANH TOÁN CÔNG SUẤT THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG

Ngày giao dịch	Thanh toán công suất thị trường, VNĐ
1	
2	
...	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
(Ký tên và đóng dấu)

(Gửi kèm theo bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho từng ngày giao dịch trong tháng)

Phụ lục 6
DỮ LIỆU PHỤC VỤ TÍNH TOÁN THANH TOÁN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Số liệu	Ký hiệu	Đơn vị cung cấp
Điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, kWh	$Qmq_{d,i}$	MDMSP
Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$SMP_{d,i}$	SMO
Giá điện năng sử dụng để xác định phần công suất được nhận CAN trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$SMP_{d,i\ (CAN)}$	
Giá công suất thị trường CAN trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$CAN_{d,i}$	
Tổng lượng công suất được trả CAN của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qcan^{g}_{d,i}$	
Công suất lập lịch cung cấp dự phòng quay của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qspn^{g}_{d,i}$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qsmp^{g}_{d,i}$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Qbp_{d,i}$	
Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ tính tại đầu cực máy phát xác định cho chu kỳ giao dịch i	Qdu_{i}	
Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, kWh	$Qcon^{g}_{d,i}$	
Giá thanh toán cho tổ máy g phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh	$Pcon^{g}_{d,i}$	
Giá chào của nhà máy điện năng trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh	$Pb_{d,i}$	
Các khoản thanh toán khác, VND		