VĂN BẢN QUY PHẠM PHÁP LUẬT

BỘ CÔNG THƯƠNG

Thông tư số 16/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh

(Tiếp theo Công báo số 461 + 462)

Chương VI
ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 72. Vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện

1. Trong thị trường bán buôn điện, vị trí đo đếm ranh giới để xác định phạm vi mua bán buôn điện mà tại các vị trí đó phải có hệ thống đo đếm điện năng chính và dự phòng để đo đếm chính xác sản lượng điện năng mua - bán, giao - nhận giữa các đơn vị.

2. Vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện được định danh riêng trong cơ sở dữ liệu của hệ thống quản lý số liệu đo đếm điện năng theo quy định thống nhất áp dụng cho các thành viên trên thị trường, bao gồm:

a) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa nhà máy điện với lưới điện truyền tải;

b) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận nhập khẩu điện, xuất khẩu điện với lưới điện truyền tải hoặc lưới điện phân phối;

c) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối;

d) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận điện giữa nhà máy điện với lưới điện phân phối;

đ) Vị trí đo đếm ranh giới giao nhận trên lưới điện phân phối giữa các đơn vị mua buôn điện.

Điều 73. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm

1. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng phải được thiết kế phù hợp với vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 72 Thông tư này.

2. Các yêu cầu chi tiết về: Cấu hình tối thiểu, đặc tính kỹ thuật, đồng bộ thời gian, niêm phong kẹp chì và bảo mật, vận hành và bảo dưỡng, nghiệm thu, xử lý sự cố hệ thống đo đếm, kiểm định và kiểm toán theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

3. Trách nhiệm thỏa thuận vị trí đo đếm điện năng và thiết kế hệ thống đo đếm điện năng, trách nhiệm đầu tư hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 74. Trách nhiệm thu thập, quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thu thập đầy đủ các số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại khoản 2 Điều 72 Thông tư này (đối với các vị trí đo đếm ranh giới giữa nhà máy điện với lưới phân phối điện, thực hiện theo quy định tại khoản 5 Điều này). Số liệu đo đếm do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập và công bố là số liệu ưu tiên sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam các số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại điểm a, b, d khoản 2 Điều 72 Thông tư này và điểm a khoản 5 Điều này.

2. Trừ các vị trí đo đếm giao nhận với các nhà máy điện, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý và gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý bao gồm cả việc cung cấp số liệu điện mặt trời mái nhà và gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thu thập số liệu đo đếm trong phạm vi quản lý và gửi về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để sử dụng làm nguồn số liệu dự phòng, so sánh đối chiếu với bộ số liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập trực tiếp và phục vụ xác nhận số liệu đo đếm chính thức sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện.

5. Các nhà máy điện còn lại (nhà máy điện không tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

a) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện việc thu thập số liệu đo đếm trực tiếp;

b) Nhà máy thủy điện nhỏ: Đơn vị mua buôn thu thập số liệu đo đếm từ nhà máy điện theo phạm vi quản lý và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

c) Các nhà máy điện gián tiếp còn lại theo quy định tại khoản 4 Điều 4 Thông tư này và các nhà máy điện nước ngoài có hợp đồng Mua Bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện việc thu thập số liệu đo đếm trực tiếp.

6. Khi thay đổi vị trí đo đếm ranh giới giao nhận hoặc phương thức giao nhận điện năng đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm kịp thời thông báo, cập nhật về thay đổi cho các bên liên quan phục vụ công tác thu thập và truyền số liệu đo đếm điện năng về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

7. Trước 16h00 ngày 01 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố chỉ số công tơ đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại khoản 2 Điều 72 Thông tư này và điểm a khoản 5 Điều này.

Điều 75. Lưu trữ số liệu đo đếm

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo quy định tại Điều 2 Thông tư này 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.

Điều 76. Phương thức, trình tự thu thập số liệu đo đếm

1. Việc đọc và gửi số liệu của các công tơ về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tiến hành hàng ngày, thực hiện theo hai phương thức song song và độc lập với nhau, cụ thể bao gồm:

a) Phương thức 1: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện đồng bộ thời gian và thu thập số liệu đo đếm trực tiếp tới các công tơ đo đếm ranh giới của thị trường điện bán buôn theo quy định tại Điều 74 Thông tư này;

b) Phương thức 2: Đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thực hiện thu thập số liệu đo đếm của các công tơ đo đếm trong phạm vi quản lý. Các số liệu do đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thu thập được gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trình tự thu thập số liệu đo đếm được thực hiện theo thời gian biểu như sau:

a) Từ 00h15 đến 16h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện và đơn vị mua buôn điện thực hiện thu thập số liệu đo đếm ngày D thuộc phạm vi quản lý;

b) Trước 24h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố số liệu đo đếm phục vụ công tác kiểm tra số liệu đo đếm;

c) Trước 12h00 ngày D+4, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thực hiện kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm, phát hiện các phát sinh, sự kiện dẫn đến chênh lệch sản lượng gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ý kiến phản hồi xác nhận về đối soát số liệu đo đếm. Sau thời điểm này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không tiếp nhận phản hồi về phát sinh liên quan đến số liệu đo đếm của ngày D. Trường hợp không có phản hồi từ các đơn vị trên trang thông tin điện tử thị trường điện trước 12h00 ngày D+4 thì được coi là các đơn vị đã xác nhận đồng ý và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm xử lý những ý kiến phản hồi phát sinh;

d) Trước 12h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phối hợp với các đơn vị liên quan thực hiện kiểm tra, xác thực, xử lý sai lệch, ước tính số liệu đo đếm;

đ) Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố số liệu đo đếm điện năng và phụ tải chính thức ngày D lên trang thông tin điện tử thị trường điện;

e) Trước 12h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lại số liệu đo đếm điện năng và phụ tải chính thức ngày D khi có các phát hiện bất thường, sai khác số liệu sau ngày D+5;

g) Trước ngày làm việc thứ 08 sau khi kết thúc chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố biên bản chốt sản lượng chênh lệch trong chu kỳ thanh toán.

3. Yêu cầu về thu thập số liệu đo đếm

a) Các số liệu đo đếm được thu thập hàng ngày về đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng bao gồm các giá trị điện năng tác dụng và phản kháng theo hai chiều nhận và phát của từng chu kỳ 30 phút trong ngày từ các công tơ đo đếm chính và dự phòng;

b) Số liệu đo đếm được chia sẻ công khai sau 24 giờ ngày D+1 (được cập nhật đầy đủ theo quá trình kiểm tra, xác định và ước tính số liệu) để các đơn vị mua điện và đơn vị bán điện có quyền truy cập và kiểm tra đầy đủ trong phạm vi mua bán điện của đơn vị mình;

c) Quy định về định dạng số liệu, phương thức quy đổi số liệu, quy trình kiểm tra, xác định và ước tính số liệu đo đếm điện năng được quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành và các quy trình hướng dẫn thực hiện.

Điều 77. Kiểm tra số liệu đo đếm

1. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm kiểm tra số liệu đo đếm thu thập được tại trung tâm thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm đảm bảo tính chính xác và hợp lệ của các số liệu đo đếm.

2. Việc kiểm tra đối chiếu số liệu đo đếm được thực hiện theo các nguyên tắc sau:

a) Số liệu đo đếm của hệ thống đo đếm dự phòng được sử dụng để đối chiếu so sánh với số liệu của hệ thống đo đếm chính (sau khi đã quy đổi về cùng một vị trí) làm căn cứ khẳng định hệ thống đo đếm chính vận hành đảm bảo chính xác và tin cậy với sai số không lớn hơn 1%;

b) Số liệu của công tơ đo đếm do Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm điện năng đọc và gửi về đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng phải được đối chiếu, so sánh với số liệu do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng đọc trực tiếp để làm căn cứ xác định tính tin cậy và chính xác của số liệu đo đếm;

c) Số liệu sản lượng điện năng thu thập hàng ngày từ hệ thống đo đếm chính và dự phòng phải được công bố và được các bên liên quan kiểm tra, xác nhận làm căn cứ để tính toán thanh toán.

3. Trường hợp phát hiện số liệu đo đếm có bất thường hoặc không chính xác, đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng thực hiện thu thập lại (hoặc yêu cầu Đơn vị quản lý vận hành hệ thống đo đếm thu thập lại) và thực hiện lại các bước kiểm tra số liệu đo đếm theo quy định tại khoản 2 Điều này.

4. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm hoặc kết quả kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm phát hiện có sự chênh lệch giữa số liệu công tơ với số liệu trong máy tính đặt tại chỗ hoặc số liệu trong cơ sở số liệu đo đếm, đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng chủ trì, phối hợp với các đơn vị liên quan để điều tra nguyên nhân để xử lý, ước tính bù trừ các sai lệch (nếu có) theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

5. Trường hợp không thống nhất về số liệu đo đếm được công bố, các đơn vị có quyền yêu cầu bảo lưu, kiểm toán bất thường hoặc thực hiện thủ tục khiếu nại với cơ quan có thẩm quyền.

Điều 78. Tính toán sản lượng điện năng đo đếm trong thị trường bán buôn điện

1. Số liệu đo đếm điện năng của đơn vị phát điện được xác định theo công thức giao nhận điện năng của đơn vị phát điện và được quy định trong phương thức giao nhận điện năng.

2. Số liệu đo đếm điện năng của đơn vị mua buôn điện trong một chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Bằng tổng các thành phần sau:

- Sản lượng nhận trên lưới điện truyền tải;
- Tổng sản lượng nhận từ các đơn vị mua buôn điện khác;
- Tổng sản lượng nhận từ các nguồn điện nối lưới điện phân phối;
- Tổng sản lượng từ các nguồn nhập khẩu nối lưới điện phân phối.

b) Trừ đi các thành phần sau:

- Tổng sản lượng giao lên lưới điện truyền tải;
- Tổng sản lượng giao đến các đơn vị mua buôn điện khác.

Điều 79. Ước tính số liệu đo đếm

1. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm chính xác của ngày D theo quy định tại Điều 76, Điều 77 và Điều 78 Thông tư này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện ước tính số liệu đo đếm theo quy định về hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

2. Sau khi thực hiện việc ước tính số liệu đo đếm điện năng, các đơn vị liên quan phải có biện pháp thu thập lại, xác định số liệu đo đếm chính xác làm cơ sở cho việc truy thu, thoái hoàn cho các chu kỳ áp dụng ước tính số liệu đo đếm điện năng.

3. Trường hợp không thể xác định số liệu đo đếm chính xác, số liệu đo đếm ước tính được sử dụng làm căn cứ chính thức cho thanh toán tiền điện giữa các đơn vị.

Điều 80. Xác nhận sản lượng điện năng theo chỉ số chốt công tơ

Áp dụng chữ ký số để xác nhận số liệu đo đếm bao gồm:

1. Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện.

2. Sản lượng điện năng mua trên thị trường điện.

3. Sản lượng chênh lệch giữa chỉ số sản lượng chốt tháng và tổng sản lượng theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

4. Tổng sản lượng thu thập theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

Chương VII
TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY

Mục 1
TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN ÁP DỤNG CHO CÁC ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN

Điều 81. Xác định giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

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 nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện và các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng tách ra ngoài thị trường điện trong chu kỳ giao dịch;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch. Sản lượng thực tế các nhà máy điện năng lượng tái tạo trực tiếp tham gia thị trường điện quy đổi về đầu cực được xác định sau ngày vận hành theo số liệu đo đếm thực tế;

- Các tổ máy nhiệt điện không tham gia xét giá điện năng thị trường trong các chu kỳ không nối lưới.

2. Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện 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 điện, giá điện năng thị trường được tính bằng giá trần thị trường điện.

Điều 82. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện

Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

$$FMP(i) = SMP(i) + CAN(i)$$

Trong đó:

FMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điều 81 Thông tư này (đồng/kWh);

CAN (i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điều 28 Thông tư này (đồng/kWh).

Điều 83. Xác định giá điện năng thị trường khi can thiệp thị trường điện

Trong trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện theo quy định tại Điều 66 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không thực hiện tính toán giá điện năng thị trường cho khoảng thời gian thị trường điện bị can thiệp.

Mục 2
GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Điều 84. Giá điện năng thị trường áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện

Giá điện năng thị trường áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán như sau:

1. Tính toán hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i theo công thức sau:

$$k(i) = \frac{Q_G(i)}{Q_L(i)}$$

Trong đó:

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i;

$Q_G(i)$: Tổng sản lượng điện năng trong chu kỳ giao dịch i của các nhà máy điện nối lưới truyền tải, các nguồn nhập khẩu điện, các nhà máy điện đấu nối vào lưới phân phối điện có tham gia thị trường hoặc ký hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (kWh);

$Q_L(i)$: Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của các đơn vị mua điện trong chu kỳ giao dịch i, bao gồm sản lượng giao nhận của đơn vị mua điện (có đơn vị xuất khẩu điện) với lưới truyền tải điện và sản lượng giao nhận với các nhà máy điện đấu nối vào lưới phân phối điện có tham gia thị trường hoặc có ký hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (kWh).

2. Tính toán giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

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

Trong đó:

CSMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điều 81 Thông tư này (đồng/kWh);

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Điều 85. Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán như sau:

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

Trong đó:

CCAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 28 Thông tư này (đồng/kWh);

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 84 Thông tư này.

Điều 86. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện

Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

$$CFMP(i) = CSMP(i) + CCAN(i)$$

Trong đó:

CFMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CSMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

CCAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

Điều 87. Công bố thông tin về giá thị trường điện giao ngay

1. 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, giá công suất thị trường và giá thị

trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước 16h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần dự kiến áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của từng chu kỳ giao dịch trong ngày D.

3. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần chính thức áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của từng chu kỳ giao dịch trong ngày D.

Chương VIII
THANH TOÁN

Mục 1
THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRỰC TIẾP GIAO DỊCH

Điều 88. Sản lượng điện năng của nhà máy điện 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 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 điện (Qbp);

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Qcon). Đối với các máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, nhà máy điện gió và điện mặt trời không áp dụng Qcon;

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu). Đối với nhà máy điện gió và điện mặt trời không áp dụng Qdu. Đối với nhóm nhà máy thủy điện bậc thang chào giá chung cho cả nhóm, khi nhà máy thủy điện bậc thang trên tham gia điều tần, không áp dụng Qdu đối với nhà máy thủy điện bậc thang dưới;

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:

$$Qdd_i = \frac{1}{60} \times \left\{ Pdd_i^0 \times t_i^1 + \sum_{j=1}^{J} \left(Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j \right) \times \frac{t'^{\,j}_i - t_i^j}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j \times dt_i^{j+1} - t'^{\,j}_i) + Pdd_i^J \times (\Delta T - t'^{\,J}_i) \right\}$$

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);

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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

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} (MW);

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

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 quy định trong hợp đồng mua bán điện. Trường hợp hợp đồng mua bán điện không có tốc độ tăng giảm tải hoặc tốc độ tăng giảm tải trong hợp đồng có 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 các đơn vị mua điện để làm căn cứ thanh toán;

b) Thực hiện quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdd_i^j) tính toán theo quy định tại điểm a khoản này về vị trí đo đếm;

c) Tính toán chênh lệch giữa sản lượng điện năng đo đếm và sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ theo công thức sau:

$$\Delta Q_i = Qmq_i - Qdd_i$$

Trong đó:

ΔQi: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qmq_i: Sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy phát điện quy đổi về đầu cực tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdd_i: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại điểm a khoản này (kWh).

Trường hợp không có lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i, Qdd được xác định theo công thức:

$$Qdd_i = Pdd_i^0 \times \frac{\Delta T}{60}$$

Trong đó:

Qdd_i: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Pdd_1^0: 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^0 (MW);

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

d) Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ của tổ máy phát điện theo nguyên tắc sau:

- Tính toán mức sai lệch cho phép theo công thức sau:

+ Đối với tổ máy phát điện có công suất đặt dưới 100 MW:

$$\varepsilon = \mathrm{Max}\left\{5\% \times \mathrm{Qdd_i}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60}\right\}$$

+ Đối với tổ máy phát điện có công suất đặt từ 100 MW trở lên:

$$\varepsilon = \mathrm{Max}\left\{3\% \times \mathrm{Qdd_i}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60}\right\}$$

Trong đó:

ε: Mức sai lệch cho phép đối với tổ máy phát điện theo từng chu kỳ giao dịch (kWh);

Qdd_i: Sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ tại đầu cực của tổ máy phát điện (kWh);

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

- Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện theo công thức sau:

+ Trường hợp $|\Delta Qi| \leq \varepsilon$: Qdui = 0

+ Trường hợp $|\Delta Qi| > \varepsilon$: Qdui = Qmqi - k_{qd} x Qddi

Trong đó:

Qdu_i: Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện (kWh);

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

Qdd_i: Sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

k_{qd}: Hệ số quy đổi sản lượng từ đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm.

- Tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Qdu_i = \sum_{g=1}^{G} Qdu_{i,g}$$

Trong đó:

Qdu_i: Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của nhà máy điện (kWh);

$Qdu_{i,g}$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g của nhà máy điện (kWh);

G: Tổng số tổ máy phát điện của nhà máy điện.

đ) Trường hợp tổ máy hoặc lò hơi của nhà máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng lò/máy (không phải do sự cố) thì không xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong giai đoạn này. Trường hợp tổ máy hoặc lò hơi này có ràng buộc kỹ thuật, gây ảnh hưởng đến công suất phát của tổ máy khác của nhà máy điện, không xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ của các tổ máy bị ảnh hưởng này;

e) Công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và công tơ lắp tại các vị trí đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát đầu cực của tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý lệnh điều độ.

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 điện trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Xác định tổ máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện 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:

Trường hợp $Qmq_i^j - Qdu_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j \geq 0$:

$$Qbp_i^j = \min\left\{Qmq_i^j - Qdu_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\right\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j < 0$:

$$Qbp_i^j = \min\left\{Qmq_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\right\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j < Qbb_i^j$: $Qbp_i^j = 0$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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);

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 điện trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy 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 điện và được xếp trong lịch tính giá thị trường trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy 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 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: Vị trí đo đếm thứ j của nhà máy nhiệt điện, xác định tại Điểm a Khoản này;

J: Tổng số các vị trí đo đếm của nhà máy điện có tổ máy chào cao hơn giá trần thị trường điện 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:

$$Q_{con.dc}^{g,i} = min\{Q_{mq.dc}^{i}, Q_{dd.dc}^{i} - Q_{lltt}^{i}\}$$

Trường hợp Qdu ≤ 0:

$$Q_{con.dc}^{g,i} = min\{Q_{mq.dc}^{i}, \max[(Q_{dd.dc}^{i} - Q_{lltt}^{i} + Q_{du.dc}^{i}), 0]\}$$

Trong đó:

$Q_{mq.dc}^{g,i}$: Sản lượng đo đếm thanh toán của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về đầu cực tổ máy (kWh);

$Q_{du.dc}^{i}$: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy phát điện quy đổi về đầu cực tổ máy (kWh);

Q_{lltt}^{i} : Sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{dd.dc}^{i}$: Sản lượng điện năng tương ứng với công suất điều độ của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch, được xác định theo công thức sau:

$$Q_{dd.dc}^{i} = \left\{ Pdd_i^0 \times t_i^1 + \sum_{j=1}^{J} (Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j) \times \frac{(td_i^j - t_i^j)}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j \times (t_i^{j+1} - t +_i^j) + Pdd_i^J \times (\Delta T - tT_i^J) \right\} \times \frac{1}{60}$$

Trong đó:

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 mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch (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 công suất của tổ máy phát điện thấp hơn công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (P_i^{lltt}) thì t'^j_i được xác định là thời điểm tổ máy đạt mức công suất P_i^{lltt};

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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 mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch (P_i^{lltt}) thì công suất này được tính bằng công suất P_i^{lltt} (MW);

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

$t'^j_i - t^j_i$: Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t^j_i 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:

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

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

Đối với trường hợp tổ máy phát điện tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong chu kỳ giao dịch thông qua hệ thống AGC, trong trường hợp không xác định được số liệu về các mức công suất theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, mức sản lượng này được tính bằng sản lượng điện năng đo đếm của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch quy đổi về đầu cực tổ máy.

Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy phát điện này trong chu kỳ giao dịch 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:

$$Q^i_{con} = \sum_{g=1}^{G} k = Q^{g,i}_{con.dc}$$

Trong đó:

Q^i_{con} : Tổng sản lượng phát tăng thêm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (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;

k: Hệ số quy đổi sản lượng từ đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm;

$Q^{g,i}_{con.dc}$: Sản lượng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i tại đầu cực tổ máy tính toán theo quy định tại Điểm a Khoản này (kWh).

d) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố nguyên nhân phát sinh sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện do ràng buộc hệ thống điện.

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:

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

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

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 điện (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 (kWh).

Điều 89. Điều chỉnh sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. 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 trong chu kỳ giao dịch đó ($Qmq_i \le Q^i_c$);

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 trong chu kỳ giao dịch 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 điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó ($Qsmp_i < Q_c^i$).

2. 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 88 Thông tư này căn cứ các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện (Q_c^i) được xác định theo quy định tại Điều 39 Thông tư này;

b) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường ($Qsmp_i$) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 88 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 ($Qcon_i$) và sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với nhà máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện (Qbp_i) được điều chỉnh trong chu kỳ giao dịch này bằng 0 (không) ($Qcon_i = 0$; $Qbp_i = 0$);

b) Trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, 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 về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III Thông tư này.

Điều 90. 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 (không bao gồm điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ) 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 nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường điện 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 điều 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 i theo công thức sau:

$$Rsmp_i = Qsmp_i \times SMP_i$$

Trong đó:

$Rsmp_i$: 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);

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

$Qsmp_i$: 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:

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

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;

$Rsmp_i$: 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 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:

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

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 tổ máy thuộc nhà máy nhiệt điện có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện 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 điện 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 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: Sản lượng điện năng thanh toán theo 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 : Sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường điện của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i quy đổi về vị trí đo đếm (kWh).

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

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

Trong đó:

Rb: 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;

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 quy đổi về vị trí đo đếm (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 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;

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

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố nguyên nhân phát sinh sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy điện do ràng buộc hệ thống điện.

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 điện hoặc được huy động công suất với dải chào giá cao hơn giá trần thị trường điện thì nhà máy được thanh toán cho phần sản lượng phát tương ứng trong chu kỳ đó bằng giá trần thị trường điện.

6. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều 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);

$Pbmin_i$: 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);

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

$Pbp_{i,max}$: Giá điện năng của tổ máy đắt nhất được thanh toán trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

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).

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ trong chu kỳ thanh toán theo công thức:

$$Rg = \sum_{i=1}^{I} Rsmp_i = \sum_{i=1}^{I} Qmq_i \times SMP_i$$

Trong đó:

Rg: Khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng) cho nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo;

$Rsmp_i$: 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);

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

Qmq_i: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện (kWh).

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

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

Điều 91. Khoản thanh toán theo giá 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:

$$Rcan(i) = CAN(i) \times Qmq(i)$$

Trong đó:

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

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

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

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 92. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Căn cứ 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 và gửi cho đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 107 Thông tư này trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$Rc(i) = [Pc - FMP(i)] \times Qc(i)$$

Trong đó:

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

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

FMP(i): Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

2. 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).

Mục 2
THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

Điều 93. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch

1. Sản lượng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều 78 Thông tư này.

2. Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định như sau:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, công bố tỷ lệ mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện tương ứng của các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện:

$$X_l = \frac{\sum_{g=1}^{G} Q_c(g, M)}{\sum_{l=1}^{L} Q_{ptdk}(l, M)}$$

Trong đó:

X_l: Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (%);

$Q_c(g,M)$: Sản lượng điện hợp đồng tháng M của nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại Điều 17, Điều 38 và Điều 39 Thông tư này (kWh);

$Q_{ptdk}(l,M)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo tháng M do đơn vị mua buôn điện l cung cấp phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới (kWh);

G: Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho đơn vị mua buôn điện;

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện.

b) Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo công thức sau:

$$Q_{m1}(l,i) = X_1 \times Q(l,i)$$

Trong đó:

$Q_{m1}(l,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

X_1: Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố theo quy định tại điểm a khoản này (%);

Q(l,i): Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (kWh).

c) Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp được xác định theo công thức sau:

$$Q_{m2}(l,g,i) = X_2(g,i) \times Q(l,i)$$

Trong đó:

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng trực tiếp (kWh);

Q(l,i): Sản lượng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (kWh);

$X_2(g,i)$: Tỷ lệ sản lượng điện năng (%) được tính toán theo công thức sau:

$$X_2(g,i) = \frac{Q_{mq}(g,i)}{k(i) \times \sum_{l=1}^{L} Q(l,i)}$$

Trong đó:

$Q_{mq}(g,i)$: Sản lượng điện năng giao tại điểm giao nhận trong chu kỳ giao dịch i trực tiếp tham gia thị trường điện của nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với đơn vị mua buôn điện (kWh);

Q(l,i): Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (kWh);

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện;

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 84 Thông tư này.

d) Tổng sản lượng điện năng mua từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

$$Q_m(l,i) = Q_{m1}(l,i) + \sum_{g=1}^{G} Q_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó:

$Q_m(l,i)$: Tổng sản lượng điện năng mua từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{m1}(l,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g ký hợp đồng trực tiếp (kWh);

G: Tổng số nhà máy điện ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện.

3. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định như sau:

a) Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ được xác định theo công thức sau:

$$C_{m1}(l,i) = CFMP(i) \times Q_{m1}(l,i)$$

Trong đó:

$C_{m1}(l,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

CFMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i, (đồng/kWh);

$Q_{m1}(l,i)$: Tổng sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được tính toán theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều này (kWh).

b) Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$C_{m2}(l,g,i) = CFMP(i) \times Q_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó:

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$C_{m2}(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i cho nhà máy điện g (đồng);

CFMP(i): Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Q_{m2}(l,g,i)$: Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của đơn vị mua buôn điện *l* trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều này (kWh).

c) Tổng chi phí mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo công thức sau:

$$C_m(l,i) = C_{m1}(l,i) + \sum_{g=1}^{G} C_{m2}(l,g,i)$$

Trong đó: Cm(l,i): Tổng chi phí mua điện từ thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

$Cm_1(l,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

G: Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$C_{m2}(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g (đồng).

Điều 94. Tính toán khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán

Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán được xác định như sau:

1. Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện *l* trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo công thức sau:

$$TC_{m1}(l, M) = \sum_{i=1}^{I} C_{m1}(l, i)$$

Trong đó:

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

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

$TC_{m1}(l,M)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện *l* trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (đồng);

$C_{m1}(l,i)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện *l* trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng, xác định tại điểm a khoản 3 Điều 93 Thông tư này (đồng).

2. Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán cho nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$TC_{m2}(l, g, M) = \sum_{i=1}^{I} C_{m2}(l, g, i) + Uplift_{M}(g) \times \sum_{i=1}^{I} Q_{m2}(l, g, i)$$

Trong đó:

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

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

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện;

$TC_{m2}(l,g,M)$: Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện (đồng);

Cm2 (l,g,i): Tổng khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện (đồng);

UpliftM(g): Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho Đơn vị mua buôn điện của nhà máy điện g trong chu kỳ thanh toán M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trên cơ sở các số liệu do Đơn vị phát điện cung cấp sau tháng vận hành theo công thức:

$$\text{Uplift}_M(g) = \frac{R_g(M) + R^g_{can}(M) - \sum_{l=1}^{L}\sum_{i=1}^{I} C_{m2}(l,g,i)}{\sum_{l=1}^{L}\sum_{i=1}^{I} Q_{m2}(l,g,i)}$$

Trong đó:

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

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

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

L: Tổng số Đơn vị mua buôn điện;

Rg (M): Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 90 Thông tư này (đồng);

R^g_{can} (M): Tổng doanh thu theo giá công suất trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 91 Thông tư này (đồng);

Cm_2(l,g,i): Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định tại điểm b khoản 3 Điều 93 Thông tư này (đồng);

m_2 (l,g,i): Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 93 Thông tư này (kWh).

3. Tổng các khoản chi phí mua điện của đơn vị mua buôn điện theo thị trường điện giao ngay trong chu kỳ thanh toán được xác định theo công thức sau:

$$TC(l,M) = TC_{m1}(l,M) + \sum_{g=1}^{G} TC_{m2}(l,g,M)$$

Trong đó:

TC(l,M): Tổng các khoản chi phí mua điện của đơn vị mua buôn điện l theo thị trường điện giao ngay trong chu kỳ thanh toán M (đồng);

$TC_{m1}(l,M)$: Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng, được xác định tại khoản 1 Điều này (đồng);

g: Nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

G: Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện;

$TC_{m2}(l,g,M)$: Khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ nhà máy điện g được xác định tại khoản 2 Điều này (đồng).

Điều 95. Tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện của đơn vị mua buôn điện

Bên bán điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$Rc(i) = [Pc - \mathrm{FMP(i)}] \times Qc(i)$$

Trong đó:

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

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

FMP_i: Giá thị trường toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

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

$$\mathrm{R_c^M} = \sum_{\mathrm{i=1}}^{\mathrm{I}} \mathrm{R_c(i)}$$

Trong đó:

R_c^M: Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ thanh toán M (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).

Mục 3
THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 96. Thanh toán cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

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 điều khiển tần số thứ cấp, bao gồm:

1. Đối với phần sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số trong chu kỳ giao dịch: Tính toán thanh toán theo quy định tại Điều 90 và Điều 91 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, cụ thể như sau:

$$R_{đt}(i) = CAN(i) \times Q_{đt}(i)$$

Trong đó:

$R_{đt}(i)$: Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

CAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{đt}(i)$: Sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i đã quy đổi về vị trí đo đếm (kWh) và được xác định theo công thức sau:

$$Q_{đt} = Max\{Min\ ([Q_{cb} - Q_{mq}], Q_{đtcb}), 0\}$$

Trong đó:

$Q_{đtcb}$: Sản lượng tương ứng với công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp công bố cho chu kỳ giao dịch tới của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{cb}: Sản lượng tương ứng với 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 (kWh);

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

Trường hợp trong chu kỳ giao dịch thực tế, tổ máy không tham gia dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp hoặc tổ máy bị sự cố thì sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong chu kỳ đó bằng không ($Q_{đt} = 0$);

Điều 97. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện (bao gồm vận hành phải phát thường xuyên và nhà máy tuabin khí vận hành chu trình đơn hoặc thiếu nhiên liệu chính phải sử dụng một phần hoặc toàn bộ nhiên liệu phụ theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện), dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ theo Quy định phương pháp xác định và trình tự, thủ tục phê duyệt giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, nội dung chính của hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 98. Thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

Các khoản thanh cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trực tiếp giao dịch trên thị trường điện được tính toán như sau:

1. Các khoản thanh toán theo thị trường điện: Thực hiện theo các quy định tại khoản 2 và khoản 6 Điều 90 và Điều 91 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện

a) Sản lượng điện hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này được tính toán theo công thức sau:

$$Qc(i) = Qhc(i) \times \alpha$$

Trong đó:

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

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) ≤ 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 lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán căn cứ theo sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại điểm a khoản này và theo công thức quy định tại Điều 92 Thông tư này.

Điều 99. Thanh toán cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo trực tiếp tham gia thị trường điện

1. Nhà máy điện năng lượng tái tạo có hợp đồng mua bán điện với khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp lựa chọn bán điện trên thị trường điện giao ngay, thanh toán áp dụng theo quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp do Chính phủ ban hành.

2. Nhà máy điện năng lượng tái tạo không tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp nhưng lựa chọn trực tiếp tham gia thị trường điện, thanh toán các thành phần:

a) Các khoản thanh toán theo thị trường điện: Thực hiện theo các quy định tại Khoản 7 Điều 90 và Điều 91 Thông tư này.

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác:

Sản lượng điện hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này được tính toán theo công thức sau:

$$Qc(i) = Qmq(i) \times \alpha$$

Trong đó:

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

α: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy năng lượng tái tạo do Bộ Công Thương quy định.

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

c) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán căn cứ theo sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại Điểm a Khoản này và theo công thức quy định tại Điều 92 Thông tư này.

Điều 100. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 2 Điều 78 Thông tư này có sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 1 Điều 78 Thông tư này, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo quy định hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại khoản 3 Điều 62 Thông tư này hoặc trường hợp sửa chữa, thi công đường dây được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

3. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài 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 thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

4. 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 bảo đảm cung cấp điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường 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 hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

5. 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 hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

6. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua 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) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài thì tách toàn bộ nhà máy điện này tham gia gián tiếp 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 Tập Đoàn Điện lực Việt Nam;

b) Trừ trường hợp quy định tại điểm a khoản này, trường hợp trong năm vận hành nhà máy điện có tổ máy phát điện 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 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 Tập Đoàn Điện lực Việt Nam.

7. Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do bảo đảm cung cấp điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

8. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này gián tiếp tham gia thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam. 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 AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Điều 101. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị mua buôn điện

1. Các khoản thanh toán khác cho nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với đơn vị mua buôn điện bao gồm:

a) Phần sản lượng chênh lệch giữa sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 2 Điều 78 Thông tư này với tổng sản lượng điện năng đo đếm các chu kỳ giao dịch trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 1 Điều 78 Thông tư này, được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện đã ký giữa đơn vị mua buôn điện và đơn vị phát điện;

b) Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại khoản 3 Điều 62 Thông tư này hoặc trường hợp sửa chữa, thi công đường dây được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị mua buôn điện và đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động;

c) Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài 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 thỏa thuận tại các hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng;

d) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống 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 hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện. 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 AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện;

e) Các khoản thuế, phí thanh toán cho nhà máy điện có hợp đồng trực tiếp với các đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán M (thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền sử dụng khu vực biển để nhận chìm chất nạo vét, tiền thuê đất, các khoản thuế phí khác nếu có).

2. Các khoản thanh toán khác quy định tại khoản 1 Điều này được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong chu kỳ thanh toán do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố và được xác định theo công thức sau:

$$R_{kh}(l,g,M) = R_{kh}(g,M) \times \frac{Q(l,M)}{\sum_{l=1}^{L} Q(l,M)}$$

Trong đó:

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện;

R_{kh}(l,g,M): Khoản thanh toán khác phân bổ cho đơn vị mua buôn điện l từ nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp trong chu kỳ thanh toán M được thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên (đồng);

R_{kh}(g,M): Tổng các khoản thanh toán khác quy định tại khoản 1 Điều này của các nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với đơn vị mua buôn điện trong chu kỳ thanh toán M (đồng);

Q(l,M): Sản lượng điện năng giao nhận của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M (kWh).

Điều 102. Thanh toán khi can thiệp thị trường điện

1. Trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện được quy định tại Điều 66 Thông tư này, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

2. Trường hợp có phát sinh tình huống điều chỉnh biểu đồ các nhà máy để đảm bảo cung cấp điện được quy định tại khoản 2 Điều 66 Thông tư này, đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị mua điện, đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán thanh toán và thực hiện thanh toán theo quy định tại Điều 90, Điều 91 và Điều 92 Thông tư này.

Điều 103. Thanh toán khi tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

Trong thời gian tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

Mục 4
TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 104. 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 điện và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện.

Điều 105. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

1. Trước 16h00 ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho 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 Biểu mẫu 13 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi cho các đơn vị mua điện bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay của ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 13 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Trước 12h00 ngày D+6, đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và đơn vị mua điện 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).

4. Trước 16h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị mua điện 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 13 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 106. 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 các 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 tính 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 công bố:

a) Biên bản chốt sản lượng chênh lệch giữa tổng sản lượng trong từng chu kỳ giao dịch và sản lượng chốt cho chu kỳ thanh toán;

b) Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của từng đơn vị mua buôn điện và tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện tính toán theo quy định tại khoản 2 Điều 101 Thông tư này.

3. Trong thời hạn 13 ngày làm việc tính 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 của chu kỳ thanh toán cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

4. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán bao gồm bảng tổng hợp theo các Biểu mẫu 13 và Biểu mẫu 14 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này và biên bản xác nhận chỉ số công tơ và sản lượng điện năng.

5. 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 điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để phục 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 điện 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 107. Hồ sơ thanh toán

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

2. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán hợp đồng sai khác cho đơn vị mua điện theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

3. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi hóa đơn thanh toán cho đơn vị mua điện theo thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện. Hóa đơn thanh toán bao gồm các khoản thanh toán thị trường điện và thanh toán hợp đồng sai khác trong chu kỳ thanh toán.

Điều 108. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ và các khoản thanh toán khác

Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập hồ sơ thanh toán dịch vụ phụ trợ và các khoản thanh toán khác theo hợp đồng đã ký kết giữa đơn vị phát điện và đơn vị mua điện.

Điều 109. Hiệu chỉnh hóa đơn

1. Trong trường hợp hóa đơn có sai sót, đơn vị phát điện hoặc đơn vị mua điện có quyền đề nghị xử lý theo các quy định có liên quan trong thời hạn 01 tháng tính

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 110. Thanh toán

1. Đơn vị mua 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 ký kết giữa hai bên.

2. Đơn vị phát điện và đơn vị mua điện 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. Đến ngày 20 hằng tháng, trường hợp 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 điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký. 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 được bù trừ vào tháng kế tiếp.

4. Trường hợp bên mua điện chậm thanh toán khi đến hạn thanh toán, áp dụng tính lãi cho khoản tiền điện chậm trả theo mức lãi suất do hai bên thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

Điều 111. 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 thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện hoặc hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đã ký kết.

Điều 112. Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị mua buôn điện

Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị mua buôn bao gồm:

1. Khoản thanh toán thị trường điện giao ngay giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với đơn vị mua buôn điện đối với các nhà máy điện phân bổ hợp đồng được quy định tại khoản 1 Điều 94 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với đơn vị mua buôn điện đối với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng tính toán theo quy định tại Điều 95 Thông tư này.

3. Khoản thanh toán theo giá bán buôn điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho Đơn vị mua buôn điện đối với phần sản lượng giao nhận đầu nguồn còn lại sau khi đã trừ phần sản lượng thanh toán theo quy định tại Điều 93, điểm c điểm d khoản 1 Điều 101, Điều 102 và Điều 103 Thông tư này.

4. Các khoản thanh toán khác theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện.

Chương IX
HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ THÔNG TIN PHỤC VỤ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 113. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

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

a) Phần mềm mô phỏng thị trường;

b) Phần mềm tính toán giá trị nước;

c) Phần mềm lập lịch huy động;

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 phát triển và vận hành các phần mềm phục vụ thị trường điện.

Điều 114. 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 115. 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 116. 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 Cơ quan quản lý nhà nước về 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.

Điều 117. 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, trao đổi và bảo mật 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 118. 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 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 Cơ quan quản lý nhà nước về 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 điện 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.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng, quản lý hệ thống bảo mật thông tin đảm bảo an toàn, bảo mật các thông tin thị trường điện.

Điều 119. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

1. Đơn vị phát điện, đơn vị mua buôn điện, Đơn vị truyền tải điện, đơn vị phân phối 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 tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng, dự báo phụ tải năm, 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 trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

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 của từng miền và hệ thống;

c) Số liệu công suất phát của từng loại hình công nghệ phát điện và toàn hệ thống điện;

d) Số liệu thống kê về giá thị trường;

đ) 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 tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 120. 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 121. 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 122. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về 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 121 Thông tư này.

Điều 123. 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.

Chương X
GIÁM SÁT VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 124. Trách nhiệm thực hiện giám sát thị trường điện

1. Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực có trách nhiệm thực hiện giám sát thường xuyên, định kỳ công tác vận hành thị trường điện thông qua tổng hợp, đánh giá kết quả vận hành căn cứ trên các dữ liệu thu thập và kiểm tra thực tế tại các thành viên tham gia thị trường điện. Nội dung giám sát thị trường điện bao gồm:

a) Kết quả vận hành thị trường điện;

b) Đánh giá tuân thủ quy định thị trường điện của các đơn vị thành viên tham gia thị trường điện.

2. Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực trong giám sát thị trường điện; phát hiện và báo cáo Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực các vấn đề phát sinh, các hành vi có dấu hiệu vi phạm trong quá trình vận hành thị trường điện.

Điều 125. 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 công bố thông tin vận hành thị trường điện theo quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống thông tin thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này với thời gian biểu cụ thể như sau:

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

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

3. Trước ngày 20 hằng tháng, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.

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

Điều 126. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

1. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực các thông tin, dữ liệu về vận hành thị trường điện, bao gồm:

- Các số liệu, kết quả tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng, tuần;

- Các số liệu, kết quả vận hành thị trường điện ngày tới, chu kỳ tới, thời gian thực và tính toán thanh toán;

- Các thông tin, số liệu cần thiết khác theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực để giám sát thị trường điện.

b) Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin, số liệu liên quan đến hoạt động của đơn vị đó trên thị trường điện theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực để giám sát thị trường điện.

2. Phương thức cung cấp số liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp thông tin cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực theo các phương thức sau:

- Tự động đồng bộ hóa trực tuyến giữa Cơ sở dữ liệu thị trường điện tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với Cơ sở dữ liệu giám sát thị trường điện tại Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực. Danh mục các thông tin, dữ liệu thị trường điện đồng bộ hóa do Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực quy định;

- Trường hợp chưa áp dụng được phương thức cung cấp dữ liệu theo quy định tại điểm a khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi các file số liệu thị trường điện theo định dạng, biểu mẫu và theo thời gian biểu do Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực quy định.

b) Thành viên tham gia thị trường điện cung cấp thông tin, dữ liệu dưới dạng văn bản hoặc file số liệu theo biểu mẫu khi Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực yêu cầu.

3. Đảm bảo chất lượng dữ liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực bao gồm các báo cáo hàng ngày, báo cáo hàng tuần và nội dung của cơ sở dữ liệu thị trường điện;

b) Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực phục vụ điều tra và có xác nhận đảm bảo chính xác của đơn vị cấp dữ liệu.

Điều 127. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

1.Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện hàng tháng của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện tháng M;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 01 tại Phụ lục VI Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Gửi qua hệ thống thư điện tử;

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 20 tháng M+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện tháng M;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng tháng.

2. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 02 tại Phụ lục VI Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N.

g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

3. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 03 tại Phụ lục VI Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

4. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị mua điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 04 tại Phụ lục VI Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị mua điện tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

5. Báo cáo đột xuất

a) Báo cáo đột xuất khi phát sinh can thiệp thị trường điện

- Tên báo cáo: Báo cáo về tình hình can thiệp thị trường điện.

- Nội dung báo cáo phát sinh can thiệp thị trường điện: Báo cáo chi tiết về sự kiện can thiệp thị trường điện (thời gian, nguyên nhân phát sinh, các biện pháp can thiệp, đánh giá ảnh hưởng…);

- Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

- Phương thức gửi báo cáo: Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Thời hạn gửi báo cáo: 24 giờ kể từ thời điểm can thiệp thị trường điện.

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất về vận hành thị trường điện theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực.

Điều 128. Kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

Trước ngày 31 tháng 3 hằng 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 tuân thủ thị trường điện của năm trước. Nội dung kiểm toán hàng năm về 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:

a) Số liệu cho tính toán trong thị trường điện;

b) Các bước thực hiện tính toán;

c) Kết quả tính toán;

d) Tuân thủ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đối với các trình tự quy định tại Thông tư này.

2. Kiểm toán đột xuất

Cơ quan quản lý nhà nước về 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 Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực thông qua.

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

5. Chi phí kiểm toán

a) 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) 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 tính từ ngày nhận được báo cáo kiểm toán do đơn vị kiểm toán gửi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương XI
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 129. Trách nhiệm của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực

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

2. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn thực hiện hợp đồng mua bán điện đối với hợp đồng mua bán điện đã ký kết hoặc đang trong quá trình thực hiện đàm phán trước ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

3. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn các nội dung mới phát sinh, vướng mắc trong quá trình thực hiện.

Điều 130. Trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. 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.

2. Ban hành quy định về tiêu chuẩn, chế độ công tác của chức danh "Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện" của đơn vị đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh; Thực hiện đào tạo, kiểm tra và công nhận chức danh này để tham gia công tác vận hành thị trường điện.

3. Hướng dẫn các thành viên tham gia thị trường điện về trình tự, thủ tục đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và nâng cấp Trang thông tin điện tử thị trường điện để các đơn vị phát điện nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo hình thức trực tuyến.

4. Chịu trách nhiệm về tổng hợp các thông tin do các đơn vị cung cấp để đưa vào mô hình mô phỏng thị trường điện, kết quả tính toán đầu ra và các thông tin công bố trên cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện bảo đảm chính xác, tin cậy và có cơ sở thực tiễn theo quy định của Thông tư này.

5. Xây dựng cơ sở dữ liệu, cung cấp và đồng bộ các dữ liệu vận hành giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực để phục vụ công tác giám sát, đánh giá vận hành thị trường điện của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện trang bị các công cụ, số liệu cần thiết để phục vụ công tác lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và vận hành thời gian thực như: số liệu thời tiết, khí tượng, thủy văn dự báo sản lượng thủy điện theo nước về, dự báo năng lượng tái tạo (công suất, sản lượng và các yếu tố khí tượng liên quan); số liệu tính toán mô phỏng ước lượng bức xạ thời gian thực (từ các nguồn như ảnh mây vệ tinh…) phục vụ giám sát công suất điện mặt trời mái nhà.

Điều 131. Quy định nhiệm vụ, quyền hạn, trách nhiệm của Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện

1. Nhiệm vụ

a) Dự báo phụ tải phục vụ lập lịch huy động nguồn điện chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó tuân thủ theo các quy định về vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện;

b) Lập lịch huy động nguồn điện chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó tuân thủ theo các quy định về vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện;

c) Thực hiện ấn định, dự báo nhu cầu sử dụng khí cho phát điện chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó;

d) Tính toán, đánh giá công suất khả dụng nguồn hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền và phối hợp với Điều độ viên quốc gia thực hiện các giải pháp nhằm bảo đảm cân bằng cung cầu, bảo đảm cung cấp điện cho quốc gia;

đ) Giải đáp các thắc mắc của các đơn vị liên quan đến công tác điều hành giao dịch thị trường điện, công tác lập lịch huy động nguồn điện chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó;

e) Phối hợp xử lý các sự cố, bất thường liên quan đến hệ thống hạ tầng công nghệ thông tin phục vụ công tác điều hành giao dịch thị trường điện, công tác lập lịch huy động nguồn điện trong hệ thống;

g) Khai thác, sử dụng các phần mềm, cơ sở dữ liệu trong hệ thống công nghệ thông tin phục vụ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện;

h) Công bố thông tin huy động chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó trên trang thông tin điện tử hệ thống điện và thị trường điện theo đúng quy định;

i) Kiểm tra, rà soát hoạt động của thị trường, cảnh báo các đơn vị nhằm đảm bảo tuân thủ các quy định trong quá trình điều hành giao dịch thị trường điện;

k) Chuẩn bị số liệu, tài liệu phục vụ giải quyết các tranh chấp, khiếu nại của các đơn vị trong công tác điều hành thị trường điện, công tác lập lịch huy động nguồn điện trong hệ thống điện;

l) Phân tích và báo cáo giám sát thị trường và thông tin các bên liên quan;

m) Tham gia xây dựng các quy trình, quy định liên quan trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

n) Các nhiệm vụ khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định.

2. Trách nhiệm

a) Đảm bảo công tác vận hành hệ thống điện an toàn, tin cậy, kinh tế, công tác điều hành giao dịch thị trường điện công bằng, minh bạch, tuân thủ các quy định về vận hành hệ thống điện và thị trường điện do Cơ quan Nhà nước có thẩm quyền ban hành;

b) Lập lịch huy động nguồn điện chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó đảm bảo hệ thống điện quốc gia vận hành an toàn, tin cậy, ổn định, chất lượng và kinh tế.

3. Quyền hạn

a) Yêu cầu Điều độ viên miền, các Đơn vị quản lý vận hành và các đơn vị có liên quan cung cấp các thông tin phục vụ công tác vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện, cụ thể như sau:

- Thông tin về chế độ vận hành nhà máy điện, hồ chứa thủy điện và các thông tin khác đối với các nguồn điện thuộc quyền điều khiển, quyền kiểm tra của cấp điều độ quốc gia;

- Thông tin về tình hình cung cấp, tiêu thụ nhiên liệu sơ cấp của các nguồn điện thuộc quyền điều khiển, quyền kiểm tra của cấp điều độ quốc gia;

- Số liệu dự báo phụ tải và phụ tải thực tế của các Tổng công ty Điện lực, công ty Điện lực, các nguồn nhập khẩu điện;

- Nhận thông báo hoặc cung cấp trước thông tin về chế độ vận hành của thiết bị điện làm thay đổi, ảnh hưởng đến chế độ vận hành nguồn điện thuộc quyền điều khiển Cấp điều độ quốc gia;

- Các thông tin khác phục vụ công tác điều hành giao dịch thị trường điện, lập lịch huy động nguồn điện.

b) Phối hợp với điều độ viên quốc gia cập nhật các thông tin vận hành trong thời gian thực phục vụ công tác lập lịch huy động nguồn điện;

c) Xin ý kiến lãnh đạo Cấp điều độ quốc gia để giải quyết những vấn đề không thuộc thẩm quyền;

d) Kiến nghị với lãnh đạo Cấp điều độ quốc gia thay đổi phương thức vận hành nếu hệ thống điện quốc gia có sự cố hoặc khi nhận thấy phương thức vận hành hệ thống hiện tại chưa phù hợp;

đ) Công bố các thông tin liên quan đến điều hành giao dịch thị trường điện theo quy định.

Điều 132. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan

1. Thành viên 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.

2. Đơn vị phát điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện theo Quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện của đơn vị phát điện do Bộ Công Thương ban hành áp dụng cho thị trường điện.

3. Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp có trách nhiệm tuân thủ quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

Điều 133. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 02 năm 2025.

2. Bãi bỏ Thông tư số 21/2024/TT-BCT ngày 10 tháng 10 năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

3. Các số liệu và thông tin gồm: giá trần thị trường điện, nhà máy điện mới tốt nhất, giá công suất thị trường, hệ số hiệu chỉnh sản lượng điện hợp đồng năm và tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng đã được Bộ Công Thương phê duyệt tại Kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2025 tiếp tục áp dụng cho các tháng còn lại của năm 2025.

4. Kế hoạch vận hành thị trường điện của tháng 02 năm 2025 đã được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt theo quy định tại Thông tư số 21/2024/TT-BCT tiếp tục được áp dụng.

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

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Trương Thanh Hoài

Phụ lục I

QUY TRÌNH LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 16/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

Chương I
CÁC QUY ĐỊNH CHUNG VÀ SỐ LIỆU ĐẦU VÀO PHỤC VỤ LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 1. Hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện

Hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng và tuần tới là một hoặc nhiều phần mềm có các chức năng sau:

1. Tính toán giá trị nước theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này.

2. Mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 17 Phụ lục này.

3. Phân loại tổ máy, tính toán giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện.

4. Lựa chọn giá trần thị trường điện.

5. Tính toán lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất.

6. Tính toán giá công suất thị trường.

7. Tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng, sản lượng điện hợp đồng tháng và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

8. Tính toán tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn.

9. Các chức năng cần thiết khác.

Điều 2. Số liệu đầu vào

Số liệu đầu vào được sử dụng tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện và tính toán giá trị nước bao gồm:

1. Phụ tải hệ thống điện.

2. Thông số thủy văn.

3. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa.

4. Thông số nhà máy thủy điện.

5. Thông số nhà máy nhiệt điện.

6. Nhiên liệu.

7. Giới hạn truyền tải.

8. Tiến độ công trình mới.

9. Kế hoạch xuất, nhập khẩu điện.

10. Dịch vụ phụ trợ.

11. Các số liệu hợp đồng mua bán điện bao gồm yêu cầu về bao tiêu (nếu có).

12. Phương thức giao nhận điện năng.

13. Các số liệu chung của thị trường.

Điều 3. Phụ tải hệ thống điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm dự báo phụ tải hệ thống điện theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Thông tư Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 4. Thủy văn

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tất cả chuỗi số liệu thống kê lưu lượng nước về hồ thủy điện từng tuần trong quá khứ của các nhà máy thủy điện dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch theo quy định tại Biểu mẫu 05 tại Phụ lục VI Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chuỗi số liệu thống kê lưu lượng nước về hồ thủy điện trong quá khứ theo yêu cầu của 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 cập nhật các yêu cầu về ràng buộc mực nước, lưu lượng chạy máy tối thiểu, lưu lượng xả không qua chạy máy phải đảm bảo trong các giai đoạn vận hành của các hồ chứa thủy điện theo các quy trình vận hành liên hồ chứa, quy trình vận hành hồ chứa được cấp có thẩm quyền phê duyệt.

4. Căn cứ chuỗi số liệu thống kê do các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán chuỗi lưu lượng nước về theo các phương pháp quy định tại khoản 5, khoản 6, và khoản 7 Điều này.

5. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch năm bao gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong năm tới theo phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác để so sánh, kiểm tra theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực.

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

6. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch tháng bao gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong 52 tuần tới bắt đầu từ tuần đầu tiên của tháng tới theo các phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác để so sánh, kiểm tra.

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

7. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch tuần bao gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong 52 tuần tới theo các phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác;

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về các hồ thủy điện trong tuần tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

Điều 5. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 6. Thông số nhà máy thủy điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện đang vận hành có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật của nhà máy đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện và đặc tính hồ chứa cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Biểu mẫu 06 tại Phụ lục VI Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện BOT phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị phát điện) cung cấp các thông số của nhà máy cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Biểu mẫu 06 tại Phụ lục VI Thông tư này .

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định mực nước dự kiến của các hồ thủy điện tại thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

4. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán giá trị nước

a) Các thông số thủy điện:

- Số tổ máy của nhà máy;

- Công suất nhà máy (MW);

- Khả năng điều tiết của hồ thủy điện (có hồ chứa điều tiết lớn hơn một tuần hay chạy theo lưu lượng nước về);

- Dung tích tối thiểu, tối đa (triệu m^3);

- Lưu lượng chạy máy tối thiểu (m^3/s);

- Lưu lượng chạy máy tối đa (m^3/s);

- Lưu lượng nước ra tối đa (m^3/s);

- Khả năng điều tiết xả của hồ chứa theo dạng có điều tiết hay tự tràn;

- Mực nước đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);

- Cấu hình hệ thống hồ thủy điện bao gồm đường xả, đường chạy máy, đường tổn thất;

- Xác suất sự cố FOR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;

- Xác suất ngừng máy tổng hợp (bao gồm cả ngừng máy có kế hoạch và xác suất ngừng máy do sự cố) COR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến và ngừng máy có kế hoạch so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh);

- Hiệu suất của tua bin, máy phát (p.u);

- Khả năng điều tiết của hồ chứa chạy theo lưu lượng nước về (p.u);

- Dung tích hữu ích của hồ chứa chạy theo lưu lượng nước về (triệu m^3);

- Quan hệ giữa dung tích và hệ số suất hao: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của thể tích hồ (triệu m^3) và hệ số suất hao của nhà máy (MW/m^3/s);

- Quan hệ giữa diện tích và thể tích: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của diện tích hồ (km^2) và thể tích hồ (triệu m^3);

- Quan hệ giữa dung tích và cột nước: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của thể tích hồ (triệu m^3) và cột nước (m);

- Quan hệ giữa lượng nước tổn thất và thể tích hồ: Thể hiện đặc tính quan hệ giữa lượng nước tổn thất (m^3/s) với thể tích hồ (triệu m^3);

- Quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng nước ra: Thể hiện đường quan hệ giữa mực nước hạ lưu (m) tương ứng với tổng lưu lượng nước ra (m^3/s);

- Quan hệ giữa lưu lượng nước về và lưu lượng chạy máy: Thể hiện đường đặc tính không giảm trong quan hệ giữa lưu lượng nước về (m^3/s) với lưu lượng nước chạy máy (m^3/s). Đường đặc tính này được áp dụng cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới một tuần trong hệ thống thủy điện bậc thang khi phải điều tiết lưu lượng nước chạy máy theo lưu lượng nước về;

- Khả năng cung cấp dự phòng quay của nhà máy, tổ máy (%).

b) Các yêu cầu vận hành hồ chứa:

- Dung tích cảnh báo từng tuần (triệu m^3);

- Dung tích phòng lũ từng tuần (triệu m^3);

- Giới hạn lưu lượng nước ra tối thiểu từng tuần (m^3/s);

- Giới hạn lưu lượng nước ra tối đa từng tuần (m^3/s);

- Lưu lượng nước yêu cầu hạ du theo quy định (m^3/s).

5. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường

a) Các thông số tổ máy

- Tên nhà máy, tổ máy;

- Tốc độ tăng tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);

- Tốc độ giảm tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);

- Công suất tối thiểu của tổ máy từng giờ (MW);
- Công suất tối đa của tổ máy từng giờ (MW);
- Khả năng cung cấp dự phòng quay tối đa từng giờ (MW);
- Trạng thái huy động của tổ máy từng giờ (nối lưới hay không nối lưới);
- Vùng cấm của tổ máy (MW).

b) Các số liệu về giá

- Dải công suất (MW) và giá tương ứng (VNĐ);
- Dải công suất dự phòng quay (MW) và giá tương ứng (VNĐ);

6. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

a) Các thông số hồ thủy điện, tuabin

- Mực nước dâng bình thường, mực nước chết (m);
- Cột nước tối đa, cột nước tính toán, cột nước tối thiểu của tuabin (m);
- Mực nước hạ lưu (m);
- Mực nước đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Mực nước cuối chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Thứ tự huy động các tổ máy thủy điện trong nhà máy;
- Lưu lượng nước về hồ từng giờ (m^3/s).

b) Mô phỏng cấu hình hệ thống thủy điện

- Đường nước chạy máy, xả;
- Thời gian dòng chảy từ hồ trên tới hồ dưới (giờ);
- Dòng chảy tối thiểu, tối đa (m^3/s);
- Khả năng tối đa thay đổi dòng chảy (m^3/s).

c) Các đường đặc tính của hồ thủy điện, tuabin

- Đặc tính quan hệ giữa công suất, cột nước và lưu lượng chạy máy: Là đường cong mô tả lượng công suất phát của nhà máy thủy điện (MW) khi sử dụng một lượng nước chạy máy (m^3/s) ứng với cột nước tính toán, cột nước tối đa và cột nước tối thiểu;

- Đặc tính quan hệ giữa công suất, cột nước: Là đường cong mô tả lượng công suất phát tối đa và tối thiểu của tổ máy thủy điện (MW) khi thay đổi cột nước (m);

- Đặc tính quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng chạy máy: Là đường cong mô tả sự thay đổi của mực nước hạ lưu (m) khi thay đổi lưu lượng nước chạy máy (m^3/s);

- Đặc tính quan hệ giữa thể tích hồ và mực nước thượng lưu: Là đường cong mô tả sự thay đổi của thể tích hồ (triệu m^3) với sự thay đổi của mực nước thượng lưu (m).

d) Các giới hạn

- Giới hạn lưu lượng nước chạy máy từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s);

- Giới hạn mực nước thượng lưu từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s);

- Giới hạn lưu lượng nước ra từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s).

Điều 7. Thông số nhà máy nhiệt điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật của nhà máy đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện BOT phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị phát điện) cung cấp các thông số của nhà máy cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI Thông tư này.

3. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định tại khoản 1, khoản 2 Điều 23 Thông tư này và các số liệu về chi phí khởi động theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI Thông tư này để phục vụ công tác tính toán mô phỏng thị trường điện và tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện.

4. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp suất hao nhiệt thô cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI Thông tư này phục vụ mô phỏng giới hạn nhiên liệu trong mô phỏng thị trường điện. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt thô do Đơn vị phát điện cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng suất hao nhiệt thô trung bình theo số liệu tiêu thụ nhiên liệu khí năm N-1 phục vụ mô phỏng giới hạn nhiên liệu khí trong mô phỏng thị trường điện.

5. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán giá trị nước

a) Các thông số nhiệt điện:

- Số tổ máy;

- Công suất tối thiểu (MW);

- Công suất tối đa (MW);

- Xác suất sự cố FOR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;

- Xác suất ngừng máy tổng hợp (bao gồm cả ngừng máy có kế hoạch và xác suất ngừng máy do sự cố) COR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến và ngừng máy có kế hoạch so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh);

- Loại hình nhà máy: Nhà máy tiêu chuẩn, nhà máy phải chạy;

- Chi phí khởi động (VNĐ);

- Chi phí vận chuyển nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu);

- Đường cong và bảng suất hao nhiệt của tổ máy: Bao gồm 03 điểm cho từng block phụ tải thể hiện quan hệ giữa suất tiêu hao nhiên liệu (đơn vị nhiên liệu/MWh) với công suất tổ máy (%);

b) Các nhiên liệu sử dụng:

- Nhiên liệu chính và các nhiên liệu thay thế (khí, dầu);

- Các thông số tương ứng của nhà máy khi sử dụng nhiên liệu thay thế: Chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh), chi phí vận chuyển nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu), công suất tối đa (MW), suất tiêu hao nhiên liệu tương ứng.

c) Các ràng buộc vận hành nhà máy:

- Giới hạn công suất tối thiểu cụm nhà máy (MW);

- Khả năng cung cấp dự phòng quay của nhà máy, tổ máy (%);

- Trạng thái vận hành của nhóm nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp.

6. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường

a) Các thông số tổ máy

- Tên nhà máy, tổ máy;

- Tốc độ tăng tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);

- Tốc độ giảm tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);

- Công suất tối thiểu của tổ máy từng giờ (MW);

- Công suất tối đa của tổ máy từng giờ (MW);

- Khả năng cung cấp dự phòng quay tối đa từng chu kỳ (MW);

- Vùng cấm của tổ máy (MW).

b) Các số liệu về giá:

- Dải công suất (MW) và giá tương ứng (VNĐ);

- Dải công suất dự phòng quay (MW) và giá tương ứng (VNĐ).

7. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

- Thời gian khởi động nóng, lạnh, ấm;

- Thời gian ngừng để tính khởi động nóng, ấm, lạnh;

- Chi phí khởi động nóng, lạnh, ấm;

- Thời gian chạy máy tối thiểu (giờ);

- Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ);

- Số lần khởi động tối đa (lần);

- Sản lượng phát tối đa (MWh);

- Tốc độ tăng tải, giảm tải khi khởi động hoặc ngừng máy, tốc độ thay đổi công suất (MW/giờ);

- Công suất tối thiểu, tối đa của tổ máy (MW);

- Trạng thái huy động của tổ máy (huy động theo kinh tế hoặc vận hành phải phát);

- Bản chào giá của tổ máy.

Điều 8. Nhiên liệu

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu về giá nhiên liệu của các nhà máy điện đã ký hợp đồng mua bán điện theo nguyên tắc tại Điều 19, Điều 36 Thông tư này theo mẫu tại Biểu mẫu 08 tại Phụ lục VI Thông tư này. Đơn vị phát điện, đơn vị cung ứng nhiên liệu có trách nhiệm phối hợp để xác định và cung cấp cho Đơn vị mua điện các số liệu phục vụ xác định giá nhiên liệu trong lập kế hoạch vận hành tháng tới, năm tới.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu trong các tháng tiếp theo để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại khoản 5 Điều 37 Phụ lục này.

3. Căn cứ các số liệu được Đơn vị mua điện cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật các số liệu về giới hạn cung

cấp khí và kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các hệ thống cung cấp khí theo mẫu tại Biểu mẫu 08 tại Phụ lục VI Thông tư này.

4. Số liệu mô phỏng nhiên liệu

a) Nhiên liệu

- Mã nhiên liệu;

- Tên nhiên liệu (dầu, khí, than…);

- Đơn vị nhiên liệu (tấn, m^3, GJ, BTU…);

- Giá nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu).

b) Các ràng buộc sử dụng nhiên liệu

- Giá nhiên liệu dự báo từng tuần cho năm tới (VNĐ/đơn vị nhiên liệu);

- Giới hạn nhiên liệu tối đa từng giờ cho từng tuần trong năm tới (đơn vị nhiên liệu/giờ);

- Giới hạn tổng lượng nhiên liệu từng tuần trong năm tới (ngàn đơn vị nhiên liệu/tuần).

Điều 9. Giới hạn truyền tải

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giới hạn truyền tải, đặc tính tổn thất truyền tải của các đường dây truyền tải liên kết hệ thống điện miền phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

Điều 10. Tiến độ công trình mới

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện:

a) Số liệu về tiến độ các nhà máy mới dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo mẫu tại khoản 3 Điều này và Biểu mẫu 09 tại Phụ lục VI Thông tư này;

b) Thông số kỹ thuật của các nhà máy điện mới dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 06 và Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI Thông tư này.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp số liệu về tiến độ và thông số kỹ thuật các đường dây mới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại khoản 4 Điều này và Biểu mẫu 09 tại Phụ lục VI Thông tư này.

3. Số liệu tiến độ nhà máy điện mới được sử dụng trong tính toán lập kế hoạch bao gồm:

a) Tên nhà máy, tổ máy;

b) Chủ sở hữu;

c) Công suất đặt tổ máy (MW);

d) Thời gian dự kiến đưa vào thử nghiệm theo cập nhật mới nhất;

đ) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành tin cậy theo cập nhật mới nhất;

e) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và các văn bản sửa đổi, bổ sung đang có hiệu lực;

f) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành thương mại theo cập nhật mới nhất.

4. Số liệu tiến độ đường dây liên kết miền mới được sử dụng trong tính toán lập kế hoạch bao gồm:

a) Tên đường dây liên kết;

b) Khả năng tải của đường dây (MW);

c) Thời gian dự kiến đưa vào thử nghiệm theo cập nhật mới nhất;

d) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành tin cậy theo cập nhật mới nhất;

đ) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và các văn bản sửa đổi, bổ sung đang có hiệu lực.

Điều 11. Kế hoạch xuất, nhập khẩu điện

1. Số liệu sử dụng trong lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới:

a) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại;

b) Biểu đồ xuất, nhập khẩu điện ngày điển hình tại các điểm đấu nối.

2. Số liệu dùng trong việc lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới:

a) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại;

b) Biểu đồ xuất nhập khẩu điện ngày điển hình tại các điểm đấu nối.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng xuất, nhập khẩu điện) tính toán và công bố các số liệu về xuất, nhập khẩu điện.

Điều 12. Dịch vụ phụ trợ

1. Các loại hình dịch vụ phụ trợ cho vận hành hệ thống điện trong thị trường điện bao gồm:

a) Điều khiển tần số thứ cấp;

b) Khởi động nhanh;

c) Điều chỉnh điện áp;

d) Khởi động đen;

đ) Dự phòng vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 13. Số liệu hợp đồng mua bán điện

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu trong hợp đồng mua bán điện về giá điện (bao gồm thành phần giá cố định, giá biến đổi có xét đến các ảnh hưởng trong năm tới, tháng tới), số liệu yêu cầu về bao tiêu và sản lượng điện của các đơn vị phát điện theo mẫu tại Biểu mẫu 10 tại Phụ lục VI Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng, hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm, sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng, các nội dung thỏa thuận điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng trong trường hợp các đơn vị này đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

3. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy BOT theo mẫu tại Biểu mẫu 10 tại Phụ lục VI Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập số liệu về chi phí vận hành và giá điện của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu được Tập đoàn Điện lực Việt Nam tính toán xác định hàng năm theo quy định tại Quy định phương pháp, trình tự xác định chi phí hàng năm và giá điện của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu do Bộ Công Thương ban hành.

5. Số liệu hợp đồng mua bán điện được sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm bao gồm:

a) Thành phần giá biến đổi trong giá hợp đồng mua bán điện năm N (đồng/kWh);

b) Thành phần giá cố định trong giá hợp đồng mua bán điện năm N (đồng/kWh);

c) Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng năm N (kWh);

d) Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh). Trường hợp chưa thỏa thuận được sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm thì sử dụng số liệu sản lượng điện hợp đồng áp dụng cho năm N;

đ) Giá hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện;

e) Hệ số quy đổi đo đếm điện năng đầu cực máy phát và điểm giao nhận;

g) Yêu cầu về bao tiêu trong hợp đồng mua bán điện (nếu có).

Điều 14. Phương thức giao nhận điện năng

Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phương thức giao nhận điện năng theo quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 15. Số liệu chung của thị trường điện

1. Các số liệu chung của thị trường điện bao gồm các thông số hàm phạt, các thông số thiết lập trong các chương trình tính toán sử dụng trong lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các số liệu chung của thị trường để thực hiện tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện và báo cáo Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực, bao gồm:

a) Giá trị cắt giảm phụ tải (đồng/kWh).

b) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc xả nước (đồng/m^3).

c) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc lưu lượng nước ra tối thiểu, tối đa (đồng/m^3).

d) Giá trị phạt khi vi phạm giới hạn truyền tải (đồng/kWh).

đ) Giá trị phạt khi vi phạm công suất tổ máy (ngàn đồng/MW).

e) Giá trị phạt khi vi phạm vùng cấm tổ máy (ngàn đồng/MW).

f) Giá trị phạt khi vi phạm tốc độ tăng giảm tải (ngàn đồng/MW × giờ).

g) Giá trị phạt khi vi phạm dự phòng quay (đồng/kWh).

h) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc chung (đồng/kWh).

i) Tỷ lệ khấu hao hằng năm (%).

k) Tỷ giá giữa đồng đô la Mỹ và đồng Việt Nam.

l) Các số liệu cần thiết khác.

3. Trong trường hợp cần thay đổi các số liệu chung của thị trường điện để đảm bảo các mục tiêu vận hành thị trường điện, bảo đảm cung cấp điện và trong các trường hợp đặc biệt khác, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định các số liệu mới phù hợp, báo cáo Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực.

Điều 16. Xử lý trong các trường hợp không có đầy đủ số liệu

1. Trong trường hợp các đơn vị tham gia thị trường điện cạnh tranh cung cấp số liệu không đầy đủ hoặc không chính xác, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu các đơn vị cung cấp lại số liệu. Các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp các số liệu chính xác theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trong trường hợp các đơn vị không tuân thủ các yêu cầu về cung cấp số liệu hoặc cung cấp không đảm bảo kịp thời và chính xác theo quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập, tính toán các số liệu tối ưu nhất để thay thế cho các số liệu đầu vào còn thiếu hoặc không chính xác. Số liệu tự thu thập, tính toán phải được nêu trong hồ sơ trình Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực về kế hoạch vận hành thị trường điện.

Điều 17. Mô hình mô phỏng thị trường điện

1. Quy định chung về tính toán mô phỏng thị trường

a) Công tác tính toán mô phỏng thị trường được thực hiện theo các chu kỳ tính toán được quy định tại Chương II, Chương III, Chương IV Phụ lục này.

b) Công tác tính toán mô phỏng thị trường điện được tiến hành bằng Mô hình mô phỏng thị trường điện đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật quy định tại khoản 2 Điều này.

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập, chuẩn bị số liệu đầu vào cần thiết, tiến hành tính toán mô phỏng, xuất kết quả và kiểm tra kết quả thu được.

d) Khi có điều chỉnh, sửa đổi liên quan đến thuật toán, Mô hình mô phỏng thị trường phải được kiểm toán và công bố theo quy định tại Điều 116 Thông tư này.

2. Các yêu cầu về mô hình mô phỏng thị trường điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện phải đáp ứng các yêu cầu sau đây:

a) Tính toán tối ưu huy động nguồn phối hợp thủy - nhiệt điện trong hệ thống điện được mô phỏng như quy định tại khoản 3, khoản 5 và khoản 6 Điều này.

b) Đảm bảo mô phỏng được trạng thái vận hành của hệ thống điện với các thông số đầu vào tối thiểu quy định tại khoản 5 và khoản 6 Điều này; thời gian tính toán phải đáp ứng được các yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

c) Chu kỳ tính toán có thể thay đổi được từ 01 ngày đến 01 năm.

d) Có khả năng lựa chọn chạy với kịch bản Lập lịch có ràng buộc và kịch bản Lập lịch không ràng buộc.

đ) Có khả năng lựa chọn chạy với kịch bản có tính đến tổn thất truyền tải và không tính đến tổn thất truyền tải.

e) Có khả năng mô phỏng giới hạn nhiên liệu của từng nhà máy điện và/hoặc cụm các nhà máy điện trong các giai đoạn cụ thể.

g) Độ phân giải của kết quả đầu ra tối thiểu phải chi tiết đến 60 phút.

h) Việc nhập số liệu đầu vào và kết xuất kết quả của Mô hình mô phỏng thị trường điện phải được thực hiện dễ dàng và giao tiếp được với các phần mềm và định dạng cơ sở dữ liệu phổ thông khác như Microsoft Excel, SQL, Oracle, Access và các định dạng khác theo yêu cầu thực tế vận hành thị trường điện hoặc theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực.

3. Hàm mục tiêu Mô hình mô phỏng thị trường điện

Hàm mục tiêu Mô hình mô phỏng thị trường điện là tối thiểu tổng chi phí mua điện cho toàn bộ chu kỳ tính toán. Tổng chi phí mua điện trong chu kỳ tính toán được xác định theo công thức sau:

Chi phí tổng = Chi phí nhiệt điện + Chi phí khởi động + Chi phí thủy điện + Chi phí cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp + Chi phí phạt vi phạm ràng buộc + Chi phí điều chỉnh

Trong đó:

- Chi phí nhiệt điện: Là tổng chi phí mua điện từ các nhà máy nhiệt điện, được tính toán căn cứ trên chi phí biến đổi của các tổ máy nhiệt điện (đồng);

- Chi phí khởi động: Là tổng chi phí tương ứng với từng trạng thái khởi động của các nhà máy nhiệt điện thực hiện trong chu kỳ tính toán (đồng);

- Chi phí thủy điện: Là tổng chi phí mua điện từ các nhà máy thủy điện, được tính theo bản chào của các nhà máy thủy điện này (đồng);

- Chi phí cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp: Là tổng chi phí cho các dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp (đồng);

- Chi phí phạt vi phạm ràng buộc: Là tổng chi phí khi vi phạm ràng buộc của các biến (đồng);

- Chi phí điều chỉnh: Là tổng chi phí được sử dụng để cải thiện hoạt động của một số biến xác định (đồng).

4. Mô phỏng thị trường điện

Việc tính toán mô phỏng thị trường điện phải mô phỏng những số liệu đầu vào sau đây:

a) Mô phỏng hệ thống điện

- Mô phỏng các vùng trong hệ thống điện theo quy định tại điểm a khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng phụ tải hệ thống điện theo quy định tại điểm b khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc của hệ thống điện theo quy định tại điểm d khoản 5 Điều này;

- Điện năng xuất khẩu tại một nút được mô phỏng thành lượng phụ tải cộng thêm tại nút đó với biểu đồ cố định cho trước.

b) Mô phỏng tổ máy

- Mô phỏng tổ máy nhiệt điện theo quy định tại điểm c khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng tổ máy thủy điện theo quy định tại điểm d khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc đặc tính kỹ thuật tổ máy theo quy định tại điểm đ khoản 5 Điều này;

- Tổ máy đang sửa chữa hoặc chưa đưa vào vận hành được mô phỏng thành tổ máy không có khả năng phát công suất trong thời gian tương ứng;

- Tổ máy trong giai đoạn chạy thử nghiệm thu hoặc thí nghiệm có biểu đồ cố định được mô phỏng thành tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước;

- Điện năng nhập khẩu tại một nút được mô phỏng thành tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.

c) Chi phí biến đổi của từng tổ máy trong chu kỳ tính toán

d) Mô phỏng thủy văn, hồ chứa và dòng chảy

- Mô phỏng đặc tính thủy văn, hồ chứa và cấu trúc dòng chảy theo quy định tại điểm đ khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc về thủy năng theo quy định tại điểm e khoản 5 Điều này.

e) Mô phỏng hệ thống cung cấp nhiên liệu

- Mô phỏng hệ thống cung cấp nhiên liệu theo quy định tại điểm g khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc của hệ thống cung cấp nhiên liệu theo quy định tại điểm g khoản 5 Điều này.

d) Mô phỏng đường dây liên kết

- Mô phỏng đường dây liên kết theo quy định tại điểm e khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc của mỗi đường dây liên kết theo quy định tại điểm i khoản 5 Điều này;

- Đường dây liên kết trong giai đoạn sửa chữa được mô phỏng thành đường dây không thể truyền tải công suất hoặc ràng buộc giới hạn truyền tải tối đa được giảm tương ứng.

h) Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

- Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại điểm h khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc về dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại điểm k khoản 5 Điều này.

5. Các ràng buộc của Mô hình mô phỏng thị trường điện

a) Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô tả được tối thiểu các ràng buộc của hệ thống điện theo quy định tại điểm e, điểm g, điểm h, điểm i, điểm k Điều này. Trường hợp thay đổi các ràng buộc của Mô hình mô phỏng thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân tích để các ràng buộc phản ánh đúng bản chất vật lý của hệ thống điện.

b) Trường hợp các ràng buộc bị vi phạm, Mô hình mô phỏng thị trường điện phải đưa ra các thông tin về mức độ vi phạm và đối tượng vi phạm.

c) Mỗi ràng buộc đều phải có các hệ số chi phí phạt vi phạm ràng buộc phù hợp với các kịch bản mô phỏng thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

d) Ràng buộc về hệ thống điện

- Ràng buộc cân bằng nguồn - tải: Thể hiện tương quan giữa tổng công suất nguồn phát luôn cân bằng với tổng công suất phụ tải (bao gồm cả tổn thất) tại bất kỳ thời điểm nào trong chu kỳ tính toán;

- Ràng buộc công suất nhóm tổ máy: Mô tả ràng buộc về lượng công suất có thể phát tối đa (hoặc tối thiểu) của một nhóm tổ máy, bao gồm các dữ liệu sau: Tên các tổ máy trong nhóm; Giá trị công suất giới hạn của nhóm tổ máy tương ứng; Khoảng thời gian diễn ra ràng buộc trong chu kỳ tính toán.

- Ràng buộc bao tiêu: Mô tả ràng buộc về yêu cầu huy động của nhà máy đảm bảo bao tiêu, bao gồm dữ liệu sau: Tên các tổ máy trong nhà máy; Giá trị yêu cầu bao tiêu, khoảng thời gian bao tiêu trong chu kỳ tính toán.

đ) Ràng buộc về đặc tính kỹ thuật tổ máy

- Giới hạn công suất phát tối đa (MW);
- Giới hạn công suất phát tối thiểu (MW);
- Giới hạn vùng cấm tổ máy (MW);
- Giới hạn khả năng tăng tải (MW/phút);
- Giới hạn khả năng giảm tải (MW/phút);
- Giới hạn số giờ ngừng máy tối thiểu (giờ);
- Giới hạn số giờ chạy máy tối thiểu (giờ);
- Số lần khởi động tối đa trong một khoảng thời gian nhất định;
- Giới hạn tổng sản lượng phát của tổ máy, nhà máy trong một chu kỳ thời gian nhất định. Chu kỳ thời gian có thể là một ngày (MWh/ngày), một tuần (MWh/tuần) hay một tháng (MWh/tháng).

e) Ràng buộc về thủy năng

Ràng buộc cân bằng nước: Xét tại một chu kỳ bất kỳ, tại một hồ thuỷ điện bất kỳ phải đảm bảo phương trình cân bằng nước như sau:

$$V_{đầu} + V_{về} = V_{cuối} + V_{chạy\ máy} + V_{xả} + V_{bốc\ hơi}$$

Trong đó:

$V_{đầu}$: Tổng lượng nước trong hồ tại đầu chu kỳ (m^3);

$V_{về}$: Tổng lượng nước về hồ trong chu kỳ (m^3);

$V_{cuối}$: Tổng lượng nước trong hồ tại cuối chu kỳ (m^3);

$V_{xả}$: Tổng lượng nước xả trong chu kỳ (m^3);

$V_{tổn\ thất}$: Tổng lượng nước bốc hơi và các hao hụt vật lý khác (m^3).

- Ràng buộc mực nước cuối chu kỳ tính toán (m). Ràng buộc này có thể đưa dưới dạng thể tích hồ cuối chu kỳ tính toán (m^3);
- Giới hạn lượng nước tối thiểu, tối đa trong hồ tại từng thời điểm tính toán (m^3). Ràng buộc này có thể được thể hiện dưới dạng giới hạn mực nước hồ tối thiểu, tối đa trong hồ tại từng thời điểm tính toán (m);
- Giới hạn lượng nước xả xuống hạ lưu qua cửa xả tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m^3/s);
- Giới hạn tổng lượng nước xả xuống hạ lưu (qua cửa xả và qua tuabin) tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m^3/s);

- Giới hạn mực nước thượng lưu tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m);

- Giới hạn mực nước hạ lưu tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m).

g) Ràng buộc về hệ thống cung cấp nhiên liệu

- Mỗi hệ thống cung cấp nhiên liệu phải đáp ứng các ràng buộc sau:

- Giới hạn cung cấp nhiên liệu của toàn hệ thống cung cấp nhiên liệu và cho từng nhà máy trong hệ thống cung cấp nhiên liệu theo từng chu kỳ giao dịch (BTU/giờ hoặc tương đương);

- Giới hạn cung cấp nhiên liệu của toàn hệ thống cung cấp nhiên liệu và cho từng nhà máy trong hệ thống cung cấp nhiên liệu tại từng chu kỳ thời gian (BTU/giờ hoặc tương đương). Chu kỳ thời gian có thể là 01 ngày, 01 tuần hoặc 01 tháng;

- Giới hạn trao đổi nhiên liệu của đường kết nối với hệ thống cung cấp nhiên liệu khác (BTU/giờ hoặc tương đương).

h) Ràng buộc về điện năng đảm bảo của các nhà máy thủy điện tại từng chu kỳ tính toán (kWh).

i) Ràng buộc về đường dây liên kết

- Giới hạn khả năng truyền tải tối đa từ nút đầu đến nút cuối tại từng thời điểm tính toán (MW);

- Giới hạn khả năng truyền tải tối đa từ nút cuối đến nút đầu tại từng thời điểm tính toán (MW);

- Giới hạn công suất của một đường dây truyền tải là giá trị giới hạn nhiệt hoặc giá trị giới hạn ổn định tĩnh của đường dây tùy theo giá trị nào nhỏ hơn;

- Khả năng truyền tải tối đa của đường dây liên kết là giá trị lớn nhất của tổng công suất các đường dây truyền tải cấu thành tương ứng khi một trong số các đường dây truyền tải này đạt mức giới hạn công suất.

k) Ràng buộc về công suất đáp ứng các dịch vụ phụ trợ

- Tổng công suất dự phòng quay do các tổ máy cung cấp phải lớn hơn hoặc bằng yêu cầu tổng công suất dự phòng quay của toàn hệ thống hoặc tại nút quy định;

- Tổng công suất dành cho điều tần do các tổ máy cung cấp phải lớn hơn hoặc bằng yêu cầu tổng công suất dành cho điều tần của toàn hệ thống.

6. Mô hình hệ thống điện trong Mô hình mô phỏng thị trường điện

- Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô phỏng được hệ thống điện tối thiểu với các yếu tố sau đây:

a) Mô phỏng các vùng trong hệ thống điện

- Chương trình mô phỏng hệ thống điện thành những vùng đặc trưng bởi từng nút liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải. Số nút tối thiểu được mô phỏng là 03 (ba) nút và phải có khả năng mở rộng khi cần thiết;

- Mỗi nút có một phụ tải đặc trưng và mô tả các nhà máy điện, tổ máy điện kết nối vào nút đó.

b) Mô phỏng phụ tải hệ thống điện

Phụ tải điện đặc trưng cho nhu cầu sử dụng điện tại mỗi nút được dự báo theo từng 30 phút hoặc 60 phút của chu kỳ tính toán (MW).

c) Mô phỏng tổ máy nhiệt điện

- Vị trí đặt (thuộc nút nào trong mô phỏng các vùng trong hệ thống điện);

- Công suất hữu công định mức (MW);

- Thời gian khởi động ứng với tối thiểu ba trạng thái nóng, ấm và lạnh (phút);

- Trạng thái tổ máy: Mỗi tổ máy có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau: Tổ máy có thể phát công suất; Tổ máy không thể phát công suất; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và công suất phát phải lớn hơn hoặc bằng công suất tối thiểu; Tổ máy được huy động nhưng có giới hạn về sản lượng trong một khoảng thời gian nhất định; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.

- Suất hao nhiệt (BTU/kWh hoặc kCal/kWh) và nguồn nhiên liệu sử dụng (chỉ rõ tên hệ thống cung cấp nhiên liệu);

- Xác suất ngừng máy sự cố (%);

- Chi phí biến đổi của tổ máy được xác định theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này;

- Chi phí khởi động của tổ máy (tương ứng với các trạng thái khởi động nóng, ấm, lạnh) (đồng/lần).

d) Mô phỏng tổ máy thủy điện

- Vị trí đặt (thuộc nút nào trong mô phỏng các vùng trong hệ thống điện) và các đặc tính thủy văn tương ứng của lưu vực sông, hồ, đập thủy điện được quy định tại khoản 5 Điều này;

- Công suất hữu công định mức (MW);

- Quan hệ giữa cột áp và công suất hữu công khả dụng;

- Thời gian khởi động (phút);

- Trạng thái tổ máy: Mỗi tổ máy có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau: Tổ máy có thể phát công suất; Tổ máy không thể phát công suất; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và công suất phát phải lớn hơn hoặc bằng công suất tối thiểu; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.

- Hệ số phát điện (MW/(m^3/s));

- Xác suất ngừng máy sự cố (%);

- Quan hệ lưu lượng chạy máy với công suất tại các cột áp khác nhau cho tất cả các tổ máy và với riêng từng tổ máy;

đ) Mô phỏng thủy văn, hồ chứa và dòng chảy

- Lưu lượng nước về hồ thủy điện tại từng giờ trong chu kỳ tính toán (m^3/s);

- Mực nước dâng bình thường (m);

- Mực nước chết (m);

- Mực nước đầu chu kỳ tính toán (m);

- Hệ số bốc hơi (m^3/s);

- Cấu hình dòng chảy của các nhà máy thủy điện trên cùng một hệ thống sông: Thể hiện sự liên kết giữa các hồ và các đặc tính dòng chảy giữa các hồ; cũng như các ảnh hưởng của sự liên kết, đặc tính này đến khả năng phát điện và lượng nước trong hồ của các nhà máy thủy điện trên những dòng chảy đó;

- Các yêu cầu về lượng nước phải đưa xuống hạ lưu (để phục vụ cho giao thông thủy, tưới tiêu và các yêu cầu khác nếu có) qua cửa xả và/hoặc qua tuabin;

- Quan hệ giữa thể tích hồ và hệ số phát điện của nhà máy, tổ máy thủy điện tương ứng;

- Quan hệ giữa thể tích hồ và mực nước thượng lưu nhà máy thủy điện tương ứng;

- Quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng chạy máy của nhà máy thủy điện tương ứng.

e) Mô phỏng đường dây liên kết

- Đường dây liên kết trong Mô hình mô phỏng thị trường là tập hợp của các đường dây truyền tải nối các vùng tương ứng và phải được mô tả các đặc tính sau đây:

- Điểm đầu, điểm cuối của đường dây liên kết;

- Quan hệ giữa tổn thất truyền tải và trào lưu truyền tải (%); tổn thất truyền tải được tính cộng vào phụ tải;

- Trạng thái đường dây liên kết: Mỗi đường dây liên kết có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau:

- Đường dây có thể truyền tải công suất;

- Đường dây không thể truyền tải công suất.

g) Mô phỏng về hệ thống cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện

- Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô tả được hệ thống cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện với các đặc tính sau đây:

- Nhiệt trị nhiên liệu trung bình (BTU/m^3 hoặc BTU/kg hoặc tương đương);

- Các nhà máy, tổ máy nhận nhiên liệu sơ cấp từ hệ thống cung cấp nhiên liệu;

- Cấu hình kết nối các nhà máy, tổ máy nhận nhiên liệu sơ cấp từ hệ thống cung cấp nhiên liệu;

- Khả năng kết nối với hệ thống cung cấp nhiên liệu khác.

h) Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

- Mô hình mô phỏng thị trường phải mô phỏng được lượng công suất dành cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, tối thiểu bao gồm:

- Tổng nhu cầu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp tại từng bước tính toán;

- Danh sách các tổ máy tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp (bao gồm lượng công suất và khả năng tăng, giảm công suất khi đáp ứng các dịch vụ này).

7. Kết quả đầu ra của Mô hình mô phỏng thị trường điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện cho mỗi chu kỳ tính toán (chu kỳ tính toán có thể là 01 ngày, 01 tuần, 01 tháng hoặc 01 năm tùy theo dữ kiện xác định ban đầu) phải đưa ra được tối thiểu các kết quả sau:

a) Giá biên từng chu kỳ giao dịch của từng nút theo kịch bản mô phỏng Lập lịch có ràng buộc (đồng/kWh).

b) Giá biên từng chu kỳ giao dịch của toàn hệ thống điện theo kịch bản mô phỏng Lập lịch không ràng buộc (đồng/kWh).

c) Giá điện năng thị trường dự kiến.

d) Kết quả của tổ máy thuỷ điện và hồ chứa

- Mực nước thượng lưu, hạ lưu của mỗi hồ thủy điện từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (m);

- Lưu lượng chạy máy từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy/tổ máy (m^3/s);

- Lưu lượng xả từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy/tổ máy (m^3/s);

- Sản lượng điện của nhà máy, tổ máy từng chu kỳ giao dịch (MWh);

- Công suất dự phòng quay của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Công suất dành cho điều tần của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Giá trị điện năng hiệu dụng của từng tổ máy (đồng/kWh).

e) Kết quả của tổ máy nhiệt điện và hệ thống cung cấp nhiên liệu

- Tổng lượng nhiên liệu tiêu thụ từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy và mỗi hệ thống cung cấp nhiên liệu;

- Sản lượng điện của nhà máy, tổ máy từng chu kỳ giao dịch (MWh);

- Công suất dự phòng quay của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Công suất dành cho điều tần của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW).

Điều 18. Mô hình tính toán giá trị nước

1. Nguyên tắc tính toán giá trị nước

a) Giá trị nước được tính toán, xác định đến độ phân giải từng tuần cho các hồ thủy điện có khả năng điều tiết trên một tuần trong hệ thống điện quốc gia.

b) Tính toán giá trị nước cho các hồ thủy điện bao gồm tính toán giá trị nước cho các tuần trong năm tới, tháng tới và giá trị nước tuần tới.

c) Mô hình tính toán giá trị nước là hệ thống phần mềm tính toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện được sử dụng để tính toán giá trị nước với chu kỳ tính toán tối thiểu là 01 năm và độ phân giải tối thiểu là 05 năm khối phụ tải một tuần.

d) Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước đáp ứng các yêu cầu sau:

- Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống được mô tả chi tiết tại khoản 3 Điều này;

- Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước phải mô phỏng được các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

2. Quy định về tính toán giá trị nước:

a) Chu kỳ tính toán giá trị nước là 52 tuần tính từ ngày đầu tiên của năm N có xét đến 03 năm tiếp theo;

b) Số liệu đầu vào của 03 năm tiếp theo được lấy bằng số liệu của 52 tuần đầu tiên;

c) Mực nước tại thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán là mực nước dự kiến được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, cập nhật căn cứ trên mực nước thực tế của từng hồ tại thời điểm tính toán và lượng nước cần sử dụng từ thời điểm tính toán đến thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán;

3. Mô hình tính toán giá trị nước

a) Mô hình tính toán giá trị nước là hệ thống phần mềm tính toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện được sử dụng để tính toán giá trị nước với chu kỳ tính toán tối thiểu là 01 năm và độ phân giải tối thiểu là 05 năm khối phụ tải một tuần.

b) Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước đáp ứng các yêu cầu sau:

- Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống được mô tả chi tiết tại khoản 4 Điều này;

- Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước phải mô phỏng được các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

4. Số liệu đầu vào phục vụ tính toán giá trị nước

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập và cập nhật số liệu để tiến hành tính toán giá trị nước theo quy định tại Chương I Phụ lục này.

5. Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước

Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống.

Mô hình tính toán giá trị nước tiếp cận bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện theo hướng phân tích Tổng chi phí biến đổi thành chi phí vận hành tức thời và chi phí vận hành tương lai. Từ đó, hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy - nhiệt điện là tối thiểu hóa tổng của chi phí vận hành tức thời và chi phí vận hành tương lai.

$$TC = ICF + FCF \Rightarrow Min$$

Trong đó:

TC: Tổng chi phí biến đổi trong toàn chu kỳ tính toán;

ICF: Hàm chi phí tức thời:

$$ICF = \sum_{k=1}^{K}\sum_{j=1}^{J} c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta g_t$$

K: Số khối phụ tải;

J: Số nhà máy nhiệt điện;

C_j: Chi phí vận hành nhà máy nhiệt điện *j* ($/MWh);

$g_{tk}(j)$: Điện năng phát của nhà máy *j* trong khối phụ tải *k* trong giai đoạn *t* (MWh);

c_{δ}: Hệ số vi phạm ràng buộc vận hành;

δg_t: Lượng ràng buộc vi phạm trong giai đoạn *t*;

FCF: Hàm chi phí tương lai:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t)$$

α_{t+1}: Chi phí tương lai, tính từ giai đoạn *t+1* đến cuối chu kỳ tính toán;

v_{t+1}: Thể tích hồ chứa vào thời điểm cuối giai đoạn *t* (10^6 m^3);

a_t: Lượng nước về hồ trong giai đoạn *t* (10^6 m^3).

6. Ràng buộc của bài toán phối hợp tối ưu thủy - nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước

Các ràng buộc trong mô hình tính toán giá trị nước được phân làm hai loại như sau:

a) Ràng buộc bắt buộc

- Phương trình cân bằng nước;
- Giới hạn thể tích hồ chứa;
- Lưu lượng chạy máy tối đa nhà máy thủy điện;
- Lưu lượng chạy máy tối thiểu nhà máy thủy điện;
- Giới hạn công suất phát tối đa nhà máy nhiệt điện;
- Phương trình cân bằng nguồn - tải;
- Giới hạn công suất truyền tải trên đường dây liên kết.

b) Ràng buộc tùy chọn

- An ninh hồ chứa thủy điện (thể tích báo động, thể tích điều tiết lũ, thể tích đảm bảo);
- Giới hạn tổng lượng nước chảy xuống hạ lưu (nước chạy máy và nước xả);
- Khả năng điều tiết của các thủy điện dòng sông;
- Tưới tiêu phục vụ nông nghiệp;
- Nhà máy nhiệt điện phải phát;
- Giới hạn nhiên liệu cung cấp cho nhà máy nhiệt điện;
- Công suất phát tối thiểu của một nhóm nhà máy nhiệt điện;
- Giới hạn công suất phát của một nhóm nhà máy (cả thủy điện, nhiệt điện);
- Nhà máy nhiệt điện với nhiều loại nhiên liệu;
- Huy động tổ máy nhiệt điện (theo từng giai đoạn, theo từng khối tải);
- Ràng buộc đảm bảo bao tiêu.

Điều 9. Phương pháp quy đổi phụ tải từng giờ thành các khối phụ tải trong tuần

1. Nguyên tắc quy đổi

Việc quy đổi phụ tải từng giờ thành các khối phụ tải trong tuần được thực hiện theo nguyên tắc sau:

a) Phụ tải mỗi tuần được chia thành năm khối phụ tải. Mỗi khối phụ tải tương ứng với sản lượng phụ tải trong khoảng thời gian quy định như sau:

Khối (k)	1	2	3	4	5
$t\%(k)$	5%	15%	30%	30%	20%

Trong đó:

Khối 1: Khối ứng với phần phụ tải đỉnh;

Khối 2, 3, 4, 5: Các khối lần lượt ứng với các phần phụ tải tiếp theo.

b) Việc quy đổi phải đảm bảo tổng sản lượng phụ tải trong các khối bằng tổng sản lượng phụ tải trong tuần đó.

2. Trình tự thực hiện

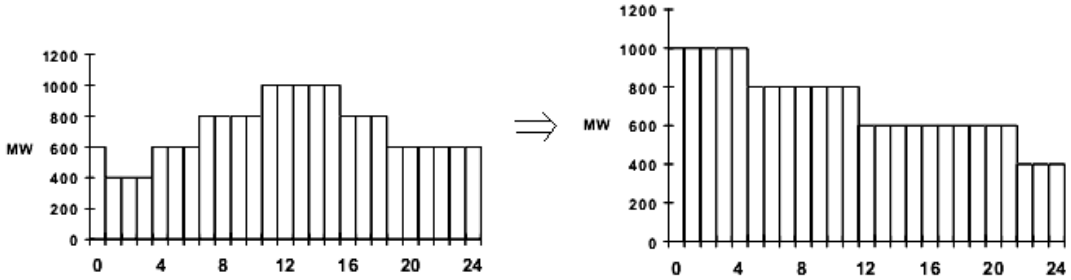
a) Từ công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo của 168 giờ trong tuần, sắp xếp lại theo thứ tự từ lớn đến bé:

$$\{P_i\} \Rightarrow \{P_j^{tt}\} \qquad (i = 1\ldots168, j = 1\ldots168)$$

Trong đó:

P_i: Công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia giờ thứ i trong tuần;

P_j^{tt} : Công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia đã được sắp xếp theo thứ tự từ lớn đến bé, đứng ở vị trí j.



Hình 1: Sắp xếp theo thứ tự

b) Tính toán từng khối phụ tải trong tuần:

$$A_k = \sum_{j \in J(k)} P_j^{tt} \qquad (j = 1\ldots168,\ k = 1\ldots5)$$

Trong đó:

A_k: Sản lượng phụ tải trong khối phụ tải thứ k;

$J(k)$: Tập hợp các giá trị công suất phụ tải nằm trong khối phụ tải thứ k ứng với khoảng thời gian *t%(k)*;

t%(k): Khoảng thời gian của khối phụ tải thứ k, tính bằng % thời gian trong 1 tuần.

c) Lập lại bước a, b cho phụ tải các tuần còn lại trong toàn bộ chu kỳ tính toán.

3. Ví dụ minh họa

a) Giả sử có phụ tải dự báo cho 1 tuần (168 giờ) như sau:

Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P
1	3,124	25	3,050	49	3,105	73	3,187	97	3,356	121	3,289	145	3,352
2	2,906	26	3,007	50	2,889	74	3,107	98	3,163	122	3,163	146	3,202
3	2,987	27	3,011	51	2,871	75	3,116	99	3,157	123	3,181	147	3,248
4	2,832	28	2,880	52	2,796	76	3,081	100	3,122	124	3,179	148	3,215
5	3,002	29	2,963	53	2,906	77	3,213	101	3,283	125	3,306	149	3,425
6	3,618	30	3,369	54	3,900	78	3,999	102	3,926	126	4,144	150	4,199
7	4,355	31	4,151	55	4,603	79	4,737	103	4,459	127	4,731	151	4,735
8	4,558	32	4,384	56	4,628	80	4,800	104	4,484	128	4,922	152	4,825

Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P
9	4,620	33	4,519	57	5,008	81	4,994	105	4,776	129	5,010	153	5,016
10	5,348	34	5,081	58	5,513	82	5,485	106	5,352	130	5,159	154	5,588
11	5,813	35	5,465	59	5,932	83	6,113	107	5,844	131	6,076	155	5,979
12	4,349	36	4,178	60	4,579	84	4,651	108	4,274	132	4,649	156	4,868
13	4,186	37	3,788	61	4,295	85	4,407	109	4,151	133	4,372	157	4,359
14	4,264	38	3,989	62	4,541	86	4,564	110	4,511	134	4,694	158	4,581
15	4,380	39	4,353	63	4,663	87	4,638	111	4,761	135	4,788	159	4,833
16	4,939	40	4,700	64	4,884	88	5,135	112	5,228	136	5,260	160	5,129
17	6,215	41	6,132	65	5,952	89	6,352	113	6,512	137	6,584	161	6,373
18	7,104	42	6,818	66	7,416	90	7,365	114	7,380	138	7,485	162	7,474
19	6,257	43	6,066	67	6,620	91	6,476	115	6,498	139	6,580	163	6,593
20	5,634	44	5,487	68	5,860	92	6,030	116	5,801	140	5,854	164	5,967
21	4,908	45	4,667	69	5,212	93	4,880	117	5,206	141	5,208	165	5,360
22	4,029	46	3,997	70	4,392	94	4,234	118	4,568	142	4,399	166	4,833
23	3,818	47	3,616	71	3,978	95	3,775	119	3,894	143	3,985	167	4,172
24	3,235	48	3,090	72	3,332	96	3,377	120	3,347	144	3,551	168	3,575

b) Sắp xếp phụ tải từng giờ theo thứ tự phụ tải từ cao xuống thấp:

STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P
1	7,485	25	5,967	49	5,129	73	4,667	97	4,359	121	3,818	145	3,179
2	7,474	26	5,952	50	5,081	74	4,663	98	4,355	122	3,788	146	3,163
3	7,416	27	5,932	51	5,016	75	4,651	99	4,353	123	3,775	147	3,163
4	7,380	28	5,860	52	5,010	76	4,649	100	4,349	124	3,618	148	3,157
5	7,365	29	5,854	53	5,008	77	4,638	101	4,295	125	3,616	149	3,124
6	7,104	30	5,844	54	4,994	78	4,628	102	4,274	126	3,575	150	3,122
7	6,818	31	5,813	55	4,939	79	4,620	103	4,264	127	3,551	151	3,116
8	6,620	32	5,801	56	4,922	80	4,603	104	4,234	128	3,425	152	3,107
9	6,593	33	5,634	57	4,908	81	4,581	105	4,199	129	3,377	153	3,105
10	6,584	34	5,588	58	4,884	82	4,579	106	4,186	130	3,369	154	3,090
11	6,580	35	5,513	59	4,880	83	4,568	107	4,178	131	3,356	155	3,081
12	6,512	36	5,487	60	4,868	84	4,564	108	4,172	132	3,352	156	3,050
13	6,498	37	5,485	61	4,833	85	4,558	109	4,151	133	3,347	157	3,011
14	6,476	38	5,465	62	4,833	86	4,541	110	4,151	134	3,332	158	3,007
15	6,373	39	5,360	63	4,825	87	4,519	111	4,144	135	3,306	159	3,002
16	6,352	40	5,352	64	4,800	88	4,511	112	4,029	136	3,289	160	2,987
17	6,257	41	5,348	65	4,788	89	4,484	113	3,999	137	3,283	161	2,963
18	6,215	42	5,260	66	4,776	90	4,459	114	3,997	138	3,248	162	2,906
19	6,132	43	5,228	67	4,761	91	4,407	115	3,989	139	3,235	163	2,906
20	6,113	44	5,212	68	4,737	92	4,399	116	3,985	140	3,215	164	2,889
21	6,076	45	5,208	69	4,735	93	4,392	117	3,978	141	3,213	165	2,880
22	6,066	46	5,206	70	4,731	94	4,384	118	3,926	142	3,202	166	2,871
23	6,030	47	5,159	71	4,700	95	4,380	119	3,900	143	3,187	167	2,832
24	5,979	48	5,135	72	4,694	96	4,372	120	3,894	144	3,181	168	2,796

c) Tính số giờ trong từng khối phụ tải theo quy định về số phần trăm (%) thời gian trong 01 tuần:

Khối (k)	1	2	3	4	5
t%(k)	5%	15%	30%	30%	20%
t(k) - giờ	8.4	25.2	50.4	50.4	33.6

* Lưu ý:

- Số 8,4 giờ cho khối phụ tải thứ nhất có nghĩa: Phụ tải trong khối 1 gồm có phụ tải của 8 giờ đầu và 0,4 phụ tải của giờ thứ 9;

- Số giờ cho các khối phụ tải khác được hiểu theo nghĩa tương tự.

d) Tính sản lượng từng khối phụ tải ứng với số giờ tương ứng ta sẽ được giá trị phụ tải cho từng khối phụ tải:

Khối (k)	1	2	3	4	5
A(k) - MWh	60,299	154,209	248,916	203,388	103,544

Chương II
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NĂM TỚI

Điều 20. Nội dung, trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các bước sau:

a) Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền;

b) Tính toán giá trị nước và mực nước tối ưu các hồ chứa thủy điện;

c) Tính toán giới hạn giá bản chào của tổ máy nhiệt điện;

d) Xác định các phương án giá trần thị trường;

đ) Lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất;

e) Tính toán giá công suất thị trường tương ứng với các phương án giá trần thị trường;

g) Tính toán sản lượng kế hoạch, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm của các Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo quy định tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo trình tự quy định tại Sơ đồ 01 Phụ lục này.

Điều 21. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 10 tháng 7 hằng năm, Đơn vị phát điện, đơn vị cung ứng nhiên liệu có trách nhiệm phối hợp để xác định và cung cấp cho Đơn vị mua điện các số liệu phục vụ xác định giá nhiên liệu trong lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm: kế hoạch cung ứng nhiên liệu; giá/chỉ số nhiên liệu đã mua theo các hợp đồng mua bán nhiên liệu và giá/chỉ số nhiên liệu dự kiến.

2. Trước ngày 15 tháng 7 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm cung cấp thêm nhu cầu phụ tải nội bộ dự kiến từng tháng của năm tiếp theo.

3. Trước 01 tháng 8 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

4. Trước ngày 01 tháng 9 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định tại Điều 4, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9, Điều 10, Điều 11, Điều 12, Điều 13 và Điều 14 Phụ lục này.

5. Trước ngày 10 tháng 11 hằng năm, đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp số liệu phụ tải dự báo năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng cho đơn vị mua buôn điện.

6. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố và xác nhận các số liệu về tỷ lệ sản lượng điện năng theo giá hợp đồng, hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm, sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng đã thống nhất trên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định về Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V Thông tư này.

Điều 22. Chuẩn bị các số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 15 tháng 8 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan.

2. Trước ngày 01 tháng 9 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành dự báo phụ tải.

3. Trước ngày 01 tháng 10 hằng năm, trên cơ sở các thông tin được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các thông số và cập nhật vào các chương trình tính toán.

Điều 23. Phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa

1. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định thời gian điều tiết hồ chứa, trong đó thời gian điều tiết hồ chứa được tính toán căn cứ trên dung tích hữu ích của hồ chứa với giả thiết lưu lượng nước về hồ bằng 0 m^3/s và lưu lượng chạy máy tối đa của nhà máy theo công thức sau:

$$T_{đt} = \frac{V_{hi} \times 10^6}{Q_{max} \times 24 \times 3600}$$

Trong đó:

$T_{đt}$: Thời gian điều tiết hồ chứa (ngày);

V_{hi}: Thể tích hữu ích (triệu m^3);

Q_{max}: Lưu lượng nước chạy máy tối đa của nhà máy (m^3/s).

2. Căn cứ thời gian điều tiết hồ chứa theo tính toán, các nhà máy thủy điện được phân loại thành ba nhóm sau:

a) Nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên: Gồm các nhà máy thủy điện có thời gian điều tiết hồ chứa ($T_{đt}$) từ 02 ngày trở lên;

b) Nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày: Gồm các nhà máy thủy điện có thời gian điều tiết hồ chứa ($T_{đt}$) dưới 02 ngày.

Điều 24. Xác định suất hao nhiệt của tổ máy nhiệt điện

Trên cơ sở số liệu cung cấp của Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, xác định suất hao nhiệt và hệ số suy giảm hiệu suất của các tổ máy nhiệt điện theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này.

Điều 25. Xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho năm tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán xác định nhu cầu các loại hình dịch vụ phụ trợ cho năm tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 26. Tính toán giá trị nước năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước năm tới theo nguyên tắc quy định tại Điều 18 Phụ lục này, theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới bao gồm giá trị nước 52 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của các nhà máy thủy điện (đồng/kWh);

Điều 27. Tính toán mô phỏng thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 17 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

2. Trong tính toán mô phỏng thị trường, các tổ máy được cập nhật vào chương trình mô phỏng thị trường như sau:

a) Các tổ máy nhiệt điện sử dụng chi phí biến đổi theo quy định tại Khoản 3 Điều 19 Thông tư này;

b) Các tổ máy thủy điện sử dụng thông số kỹ thuật tổ máy, đặc tính hồ chứa và thông số thủy văn;

c) Các tổ máy chưa có đầy đủ số liệu được mô phỏng là tổ máy với sản lượng cố định bằng sản lượng trong kế hoạch vận hành hệ thống điện;

d) Ràng buộc về bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong năm tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu của các nhà máy điện có yêu cầu về bao tiêu;

- Đối với các nhà máy điện có yêu cầu về bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu có yêu cầu bao tiêu ở giữa năm), bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động từ ngày 01/01 đến ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu năm trừ đi sản lượng ước đã thực hiện từ thời điểm bao tiêu năm hiện tại đến ngày 31/12 của năm hiện tại.

3. Kết quả mô phỏng thị trường bao gồm:

a) Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của năm tới (đồng/kWh);

b) Mực nước tối ưu các hồ chứa thủy điện từng tuần và từng tháng của năm tới (m);

c) Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của năm tới (MWh);

d) Giá biên dự kiến các miền.

Điều 28. Phân loại nhà máy nhiệt điện năm tới

1. Các nhà máy nhiệt điện được phân loại thành ba nhóm như sau:

a) Nhóm nhà máy chạy nền;

b) Nhóm nhà máy chạy lưng;

c) Nhóm nhà máy chạy đỉnh.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân loại nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh năm tới và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

3. Việc phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh được xác định căn cứ trên kết quả tính toán hệ số tải trung bình của nhà máy nhiệt điện.

4. Số liệu đầu vào phục vụ tính toán phân loại nhà máy:

a) Kết quả tính toán tổng sản lượng điện năng dự kiến của các nhà máy nhiệt điện trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo phương pháp lập lịch có ràng buộc;

b) Công suất đặt của nhà máy;

c) Thời điểm đưa nhà máy mới vào vận hành thương mại.

5. Trình tự tính toán phân loại nhà máy chạy nền, chạy lưng, chạy đỉnh cho kế hoạch vận hành năm tới được thực hiện như sau:

a) Từ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 27 Phụ lục này, xác định được tổng sản lượng điện năng dự kiến trong năm tới của từng nhà máy nhiệt điện.

b) Hệ số tải trung bình năm của mỗi nhà máy được xác định như sau:

$$K_{tbN}^{i} = \frac{A_N^i}{P_i \cdot T_N} \cdot 100\%$$

Trong đó:

K_{tbN}^{i}: Hệ số tải trung bình năm của nhà máy i (%);

A_N^i: Tổng sản lượng điện năng dự kiến trong năm tới của nhà máy i, xác định từ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện (MWh);

P_i: Công suất đặt của nhà máy i (MW);

T_N : Tổng số chu kỳ tính toán hệ số tải năm.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình năm của các nhà máy nhiệt điện và phân loại nhà máy nhiệt điện theo quy định tại khoản 2 Điều 23 Thông tư này.

Điều 29. Tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, công bố số liệu đầu vào và kết quả tính toán giá trần bàn chào của các tổ máy nhiệt điện theo quy định tại Điều 24 Thông tư này.

Điều 30. Xác định giá trần thị trường điện áp dụng cho các đơn vị phát điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các phương án giá trần thị trường điện theo quy định tại Điều 25 Thông tư này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 31. Lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất

Trước ngày 01 tháng 10 hằng năm, Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xác định nhà máy điện mới tốt nhất theo mẫu tại Biểu mẫu 11 tại Phụ lục VI Thông tư này. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất trong năm tới theo quy định tại Điều 26 Thông tư này, theo trình tự tại Sơ đồ 05 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 32. Xác định giá công suất thị trường

Căn cứ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện quy định tại Điều 27 Phụ lục này và các phương án giá trần thị trường điện quy định tại Điều 30 Phụ lục này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giá công suất thị trường theo quy định tại Điều 27 và Điều 28 Thông tư này, theo trình tự tại Sơ đồ 06 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 33. Xác định sản lượng điện hợp đồng, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và tối thiểu tháng

1. Đối với các nhà máy nhiệt điện đã có thỏa thuận về tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và chưa thỏa thuận được sản lượng điện hợp đồng năm; hoặc không thỏa thuận, thống nhất được về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng, trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng mà các đơn vị đã thống nhất hoặc do Bộ Công Thương công bố để tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm cho từng nhà máy nhiệt điện và đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 29 và Điều 30 Thông tư này.

2. Việc tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm phải được điều chỉnh phù

hợp với lịch bảo dưỡng sửa chữa, sản lượng phát lớn nhất, sản lượng phát tối thiểu trong tháng của các nhà máy điện, có xem xét đến xác suất sự cố và thực tế vận hành của các nhà máy điện trong 5 năm trước.

3. Trường hợp sau khi điều chỉnh theo Khoản 2 Điều này, tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu các tháng trong năm không bằng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng được điều chỉnh phân bổ trên nguyên tắc đảm bảo tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm không thay đổi và đảm bảo nguyên tắc quy định tại Khoản 2 Điều này.

4. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng cho Đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra.

Điều 34. Kiểm tra, thẩm định kế hoạch vận hành thị trường điện năm

1. Trước ngày 25 tháng 10 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lấy ý kiến Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đơn vị phát điện, đơn vị mua buôn điện về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới. Các đơn vị trên có trách nhiệm gửi ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 05 tháng 11 hằng năm. Trên cơ sở ý kiến của các đơn vị, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thiện tính toán và lập Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới (bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán).

2. Báo cáo kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới bao gồm các thông số đầu vào, thuyết minh và kết quả tính toán, nội dung cơ bản bao gồm:

a) Số liệu đầu vào (theo quy định tại Điều 2 Phụ lục này);

b) Giá trị nước và kết quả giá trị nước từng tuần, mực nước tối ưu từng tháng của các hồ thủy điện cho năm tới;

c) Kết quả tính toán, phân loại tổ máy và giá trần các tổ máy nhiệt điện;

d) Các phương án giá trần thị trường;

đ) Kết quả tính toán, lựa chọn nhà máy mới tốt nhất;

e) Kết quả tính toán giá công suất thị trường;

g) Thống kê các thỏa thuận sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng của các nhà máy điện đã có thỏa thuận với Đơn vị mua điện;

h) Kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng của các nhà máy điện chưa có thỏa thuận với Đơn vị mua điện;

i) Kết quả tính toán, phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa.

Điều 35. Phê duyệt, công bố kế hoạch vận hành thị trường điện năm

1. Trước ngày 15 tháng 11 năm N, sau khi lấy ý kiến góp ý của các các đơn vị liên quan, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới để báo cáo Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo quy định tại khoản 2, khoản 3 Điều 32 Thông tư này lên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định tại Phụ lục V Thông tư này về Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện.

(Xem tiếp Công báo số 465 + 466)

VĂN PHÒNG CHÍNH PHỦ XUẤT BẢN

Địa chỉ:	Số 1, Hoàng Hoa Thám, Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại liên hệ:	
- Nội dung:	080.44417; Fax: 080.44517
- Phát hành:	080.48543
Email:	congbao@chinhphu.vn
Website:	http://congbao.chinhphu.vn
In tại:	Xí nghiệp Bản đồ 1- Bộ Quốc phòng