

Phụ lục I
QUY TRÌNH LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 29/2026/TT-BCT ngày 02 tháng 6 năm 2026 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 19 Phụ lục này.
2. Mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này.
3. Phân loại tổ máy, tính toán giá trần bán 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

1. 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.

2. Trường hợp có nhiều phương án, kịch bản dự báo nhu cầu phụ tải điện trong báo cáo tính toán kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lựa chọn một phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện để lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo một trong các phương án sau đây:

a) Phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện có tỷ lệ tăng trưởng cao hơn và gần nhất so với tốc độ tăng trưởng phụ tải bình quân 03 năm gần nhất. Khi xác định tốc độ tăng trưởng phụ tải bình quân 03 năm được phép loại trừ các năm có biến động bất thường do ảnh hưởng của các sự kiện bất khả kháng (thiên tai, dịch bệnh,...).

b) Phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện trên cơ sở tổng hợp dự báo từ các Tổng công ty Điện lực, có xét đến tác động của các loại hình nguồn điện phân tán như thủy điện nhỏ, điện mặt trời mái nhà, sản lượng điện mua bán qua cơ chế mua bán điện trực tiếp.

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 ban hành kèm theo 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 Cục 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 ban hành kèm theo 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 ban hành kèm theo 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 tôn 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 tôn thất và thể tích hồ: Thể hiện đặc tính quan hệ giữa lượng nước tôn 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 (nổi lưới hay không nổi 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:

- Mức nước dâng bình thường, mức nước chết (m);
- Cột nước tối đa, cột nước tính toán, cột nước tối thiểu của tuabin (m);
- Mức nước hạ lưu (m);
- Mức nước đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Mức 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 lưu 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 ban hành kèm theo 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 ban hành kèm theo 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 và khoản 2 Điều 24 Thông tư này và các số liệu về chi phí khởi động theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 ban hành kèm theo 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. Mô phỏng Hệ thống pin lưu trữ năng lượng

1. Đơn vị sở hữu Hệ thống pin lưu trữ năng lượng có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật 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 08 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Mô phỏng Hệ thống pin lưu trữ năng lượng sử dụng trong tính toán giá trị nước

- Số tổ máy;
- Công suất xả tối thiểu (MW);
- Công suất xả tối đa (MW);
- Công suất sạc tối thiểu (MW);
- Công suất sạc tối đa (MW);
- Dung lượng lắp đặt (MWh);
- Tốc độ tăng tải tối đa (MW/phút);
- Tốc độ giảm tải tối đa (MW/phút);
- Hiệu suất sạc (%);
- Hiệu suất xả (%);
- Thời gian đáp ứng lệnh (s);

3. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường và sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

a) Các thông số Hệ thống pin lưu trữ năng lượng:

- Các thông số tương tự khoản 2;
- Phần trăm dung lượng lưu trữ tối thiểu - SoC min (%);
- Phần trăm dung lượng lưu trữ tối đa - SoC max (%);
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi - VO&M (VND/MWh);
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định - FO&M (VND/MW/năm);
- Phí sạc/xả sử dụng hệ thống - UoS (VND/MWh);
- Bản chào giá của Hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

b) Các ràng buộc vận hành nhà máy:

- Số chu kỳ sạc/xả tối đa thiết kế (chu kỳ);
- Số chu kỳ sạc/xả tối đa trong tháng/tuần/ngày (chu kỳ);
- Mức năng lượng target tháng/tuần/ngày (chu kỳ)."

Điều 9. 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 35 Thông tư này theo mẫu tại Biểu mẫu 09 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này. Đơn vị phát điện, Đơn vị cung cấp 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. Đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm cung cấp yêu cầu kỹ thuật của hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trước ngày 20 hằng 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 38 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 09 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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, m³, 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 10. 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 11. 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 10 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 ban hành kèm theo 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 10 tại Phụ lục VI ban hành kèm

theo 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;
- g) 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 12. 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 13. 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 do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 14. 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 11 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 11 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 15. 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 đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 16. 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 Cục 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/m³);
- c) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc lưu lượng nước ra tối thiểu, tối đa (đồng/m³);
- 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);
- g) Giá trị phạt khi vi phạm tốc độ tăng giảm tải (ngàn đồng/MW × giờ);
- h) Giá trị phạt khi vi phạm dự phòng quay (đồng/kWh);
- i) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc chung (đồng/kWh);
- k) Tỷ lệ khấu hao hằng năm (%);
- l) Tỷ giá giữa đồng đô la Mỹ và đồng Việt Nam;
- m) 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 Cục Điện lực.

Điều 17. 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 Cục Điện lực về kế hoạch vận hành thị trường điện.

Điều 18. 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 121 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 30 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 Cục 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:

$$\begin{aligned} \text{Chi phí tổng} &= \text{Chi phí nhiệt điện} + \text{Chi phí khởi động} + \text{Chi phí thủy điện} \\ &+ \text{Chi phí cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp} + \text{Chi phí phạt vi phạm ràng buộc} \\ &+ \text{Chi phí điều chỉnh} \end{aligned}$$

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.

đ) 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.

e) 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.

g) 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 thủy điện bất kỳ phải đảm bảo phương trình cân bằng nước như sau:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$V_{\text{tôn thất}}$: 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 biên 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/(m³/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 (m³/s);

- Mức nước dâng bình thường (m);

- Mức nước chết (m);

- Mức nước đầu chu kỳ tính toán (m);

- Hệ số bốc hơi (m³/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/m³ 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 thủy điện và hồ chứa
 - Mục 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 (m³/s);
 - Lưu lượng xả từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy/tổ máy (m³/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 19. 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) Mục nước tại thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán là mục nước dự kiến được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, cập nhật căn cứ trên mục 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:

$$ICF = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c_j(j) \times g_{jk}(j) + c_{\delta} \times \delta g_t$$

K : Số khối phụ tải;

J : Số nhà máy nhiệt điện;

c_j : Chi phí vận hành nhà máy nhiệt điện j (\$/MWh);

$g_{jk}(j)$: 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 20. 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

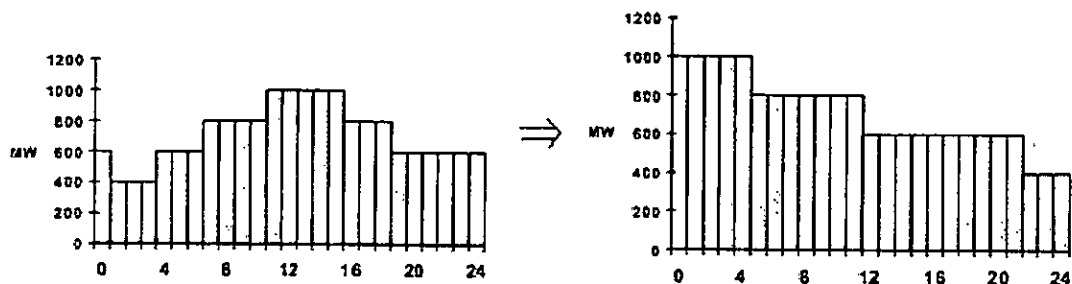
a) Từ công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo của 168 giờ trong tuần, sắp xếp lại theo thứ tự từ lớn đến bé:

$$\{P_i\} \Rightarrow \{P_j^m\} \quad (i=1\dots 168, j=1\dots 168)$$

Trong đó:

P_i : Công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia giờ thứ i trong tuần;

P_j^m : 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:

$$A_k = \sum_{j \in J(k)} P_j^m \quad (j=1\dots 168, k=1\dots 5)$$

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
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 21. 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 bán 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 ban hành kèm theo Phụ lục này.

Điều 22. 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 cấp 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, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này.

5. Trước ngày 10 tháng 11 hằng năm, Đơn vị bán 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 bán 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 ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 23. 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 24. 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 $0 \text{ m}^3/\text{s}$ và lưu lượng chạy máy tối đa của nhà máy theo công thức sau:

$$T_{dt} = \frac{V_{hi} \times 10^6}{Q_{max} \times 24 \times 3600}$$

Trong đó:

T_{dt} : 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 hai 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_{dt}) 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_{dt}) dưới 02 ngày.

Điều 25. 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 26. 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 27. 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 19 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 28. 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 18 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) Mức 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 29. 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 lung 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 lung 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 lung, 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 28 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 30. 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 bản chào của các tổ máy nhiệt điện theo quy định tại Điều 24 Thông tư này.

Điều 31. 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 32. 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 12 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo 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 33. Xác định giá công suất thị trường

Căn cứ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện quy định tại Điều 28 Phụ lục này và các phương án giá trần thị trường điện quy định tại Điều 31 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 34. 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 thoả thuận về tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và chưa thoả thuận được sản lượng điện hợp đồng năm; hoặc không thoả 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 theo quy định tại Điều 29 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 35. 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 bán 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 36. 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 đơn vị liên quan, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Cục 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 31 Thông tư này lên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện.

Chương III

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN THÁNG TỚI

Điều 37. Nội dung và trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng 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, mực nước tối ưu, sản lượng dự kiến của nhà máy thủy điện bậc thang và nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên một tuần;
- c) Tính toán phân loại tổ máy và tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện;
- d) Tính toán sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;
- đ) Xác định sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ của từng nhà máy điện;
- e) Xác định nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong kế hoạch vận hành tháng tới.

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 tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành tháng theo quy định tại Sơ đồ 02 Phụ lục này.

Điều 38. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Trước ngày 12 hằng tháng, Đơn vị phát điện, đơn vị cung cấp 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, 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 hằng tháng, các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo các quy định tại Điều 4, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9, Điều 10, Điều 11, Điều 12, Điều 13, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này và 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.

3. Trước ngày 20 hằng tháng, 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 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. Các 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 của tháng tiếp theo.

4. Trước ngày 30 hằng tháng, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố và xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng tới, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch (đối với nhà máy điện mới) trong trường hợp đã thỏa thuận và 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 ban hành kèm theo Thông tư này.

5. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp sản lượng khả dụng dự kiến nhà máy điện tháng tới theo đặc tính kỹ thuật tổ máy có xét đến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa và thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu tháng tới và các tháng tiếp theo đối với các nhà máy nhiệt điện (có xác nhận của đơn vị cung cấp nhiên liệu) cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lên 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 ban hành kèm theo Thông tư này để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng tới theo quy định về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

6. Trước ngày 15 hằng tháng, Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện từng chu kỳ giao dịch của tháng kế tiếp và các tháng còn lại đến hết năm, gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới và tính toán chi phí mua điện.

Điều 39. Chuẩn bị các số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự kiến phụ tải tháng tới 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.

2. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự kiến 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 cho tháng tới.

3. Trước ngày 25 hằng tháng, 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 cho tháng tới 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.

4. Trước ngày 20 hằng tháng, 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 40. Tính toán giá trị nước tháng tới

1. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước của các hồ thủy điện trong tháng tới

theo quy định tại Điều 19 Phụ lục này và theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm giá trị nước 05 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của các nhà máy thủy điện (đồng/kWh).

Điều 41. Tính toán mô phỏng thị trường tháng tới

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán mô phỏng thị trường điện theo phương pháp và trình tự quy định tại Điều 18 Phụ lục này.

2. Các tổ máy trong chương trình mô phỏng thị trường được cập nhật như sau:

a) Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện từng chu kỳ trong một tháng bằng nhau và được cập nhật bằng kết quả chi phí biến đổi của nhiệt điện trong tháng tới;

b) Các tổ máy thủy điện mô phỏng đặc tính kỹ thuật, đặc tính hồ chứa, lưu lượng nước về, mức nước hồ chứa thủy điện từ dữ liệu đầu vào của bài toán tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới;

c) Công suất tối đa của các tổ máy từng chu kỳ trong tháng được cập nhật bằng công suất khả dụng của các tổ máy;

d) Đối với các tổ máy/nhà máy chạy theo phương pháp cố định sản lượng tháng tới, công suất huy động từng chu kỳ trong chương trình mô phỏng thị trường trong một tháng được cập nhật theo biểu đồ công suất mẫu của năm/tháng quá khứ tương đồng với tháng dự kiến tính toán kết hợp với sản lượng dự kiến của tổ máy/nhà máy trong tháng tới đồng thời công suất tối đa là công suất khả dụng của tổ máy/nhà máy. Công suất từng chu kỳ được tính toán theo công thức sau:

$$P^i = E_T^i \frac{P_{mau_t}^i}{\sum_{t=1}^l P_{mau_t}^i}$$

Trong đó:

P^i : Công suất từng chu kỳ của tổ máy/nhà máy i trong tháng T (MW);

E_T^i : Sản lượng của tổ máy/nhà máy i trong tháng T được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh).

$P_{mau_t}^i$: Công suất mẫu tại chu kỳ t của tổ máy/nhà máy i .

đ) Ràng buộc bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong tháng tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng tới của nhà máy điện. Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cung cấp số liệu sản lượng bao tiêu các tháng tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp Đơn vị mua điện hoặc Tập đoàn Điện lực Việt Nam không cung cấp số liệu về yêu cầu bao tiêu tháng tới, sản lượng bao tiêu tháng tới được tính toán theo công thức sau:

$$TOP_T^i = (TOP_Y^i - A_{T-1}^i) * \frac{E_T^i}{\sum_{t=T}^{12} E_t^i}$$

Trong đó:

TOP_T^i : Sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_Y^i : sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{T-1}^i : Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y đến hết tháng T-1 (MWh);

E_T^i : Sản lượng của tổ máy/nhà máy i trong tháng T được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh);

$\sum_{t=T}^{12} E_t^i$: Tổng sản lượng của tổ máy/nhà máy i từ tháng T đến cuối năm được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh).

- Đối với các nhà máy có yêu cầu bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm) có ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tháng T, bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động (từ ngày 1 tháng T đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tháng T lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại, trong đó sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại được tính theo công thức sau:

$$TOP_{T^*}^i = TOP_{Y-1}^i - A_{T^*-1}^i$$

Trong đó:

$TOP_{T^*}^i$: Sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại trong tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_{Y-1}^i : Sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y-1 của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

$A_{T^*-1}^i$: Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y-1 đến hết tháng T-1 (MWh).

3. Tính toán mô phỏng thị trường đưa ra sản lượng từng chu kỳ giao dịch của từng tổ máy theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (MWh).

Điều 42. Phân loại nhà máy nhiệt điện tháng tới

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường được quy định tại Điều 41 Phụ lục này để xác định hệ số tải trung bình tháng của các nhà máy nhiệt điện, phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới.

2. Hệ số tải trung bình tháng của mỗi nhà máy được xác định như sau:

$$K_{tbT}^i = \frac{A_T^i}{P_i \cdot T_T} \cdot 100\%$$

Trong đó:

K_{tbT}^i : Hệ số tải trung bình tháng của nhà máy i (%);

A_T^i : Tổng sản lượng điện năng dự kiến trong tháng tới của nhà máy i , xác định từ kết quả tính toán kế hoạch vận hành tháng được xác định tại Điều 41 Phụ lục này (MWh);

P_i : Công suất đặt của nhà máy i (MW);

T_T : Tổng số chu kỳ tính toán hệ số tải tháng.

3. Căn cứ vào hệ số tải trung bình tháng từ kết quả mô phỏng, các nhà máy nhiệt điện được phân loại thành 03 nhóm theo quy định tại khoản 2 Điều 34 Thông tư này.

Điều 43. Điều chỉnh giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 35 Thông tư này.

2. Trước ngày 23 hằng tháng, sau khi tính toán điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố số liệu đầu vào và kết quả giá trần bản chào, giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

Điều 44. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng

1. Trước ngày 20 hằng tháng, trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất về sản lượng điện hợp đồng tháng, hoặc các nội dung và kết quả điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng, các đơn vị có trách nhiệm thông báo sản lượng điện hợp đồng tháng tới và các tháng còn lại trong năm mà các bên đã thống nhất cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác vận hành thị trường điện.

2. Trừ trường hợp đã có thỏa thuận về sản lượng điện hợp đồng tháng theo quy định tại khoản 1 Điều này, việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng được thực hiện theo quy định tại Điều 17, Điều 37 Thông tư này và quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện.

Điều 45. Xác định sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ

Trừ trường hợp đã có thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện mới, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được

xác định như sau:

1. Trước 05 ngày cuối cùng hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ trong tháng tới cho từng nhà máy điện và đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 38, Điều 40 Thông tư này.

2. Trước 05 ngày cuối cùng hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lên Trang thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng sơ bộ trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thành kiểm tra các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng tới ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng hằng tháng. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch chính thức trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng hằng tháng.

Điều 46. Kiểm tra, phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Việc kiểm tra, phê duyệt và thời gian công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới được thực hiện theo quy định tại Điều 41 Thông tư này.

2. Trước ngày cuối cùng hằng tháng, trên cơ sở sản lượng điện hợp đồng tại điểm giao nhận do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng tới được điều chỉnh theo quy định tại Điều 44 Phụ lục này và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo kết quả tính toán và công bố của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Chương IV
LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN
VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN TUẦN TỚI

Điều 47. Nội dung, trình tự lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới, bao gồm các nội dung theo quy định tại khoản 2 Điều 43 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các công cụ phần mềm tính toán theo quy định tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần theo trình tự quy định tại Sơ đồ 03 Phụ lục này.

Điều 48. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

1. Trước 08h00 thứ Ba hằng tuần, 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 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.

2. Trước 15h00 thứ Ba hằng tuần, 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, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này và 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 49. Chuẩn bị số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

Trước 17h00 thứ Ba hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm:

1. Dự kiến phụ tải tuần tới theo phương pháp 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.

2. Dự kiến 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 cho tuần tới.

3. Xác định các thông số và cập nhật vào các chương trình tính toán căn cứ trên cơ sở các thông tin được các đơn vị liên quan cung cấp.

Điều 50. Tính toán giá trị nước tuần tới

1. Trước 10h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước của các hồ thủy điện trong tuần tới theo nguyên tắc quy định tại Điều 19 Phụ lục này và theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành tuần tới bao gồm giá trị nước 01 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của nhà máy thủy điện (đồng/kWh);

Điều 51. Tính toán kế hoạch vận hành nguồn điện tuần tới

1. Trước 15h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán kế hoạch vận hành nguồn điện tuần sử dụng chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn.

2. Giá bán chào và công suất các tổ máy trong chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn được cập nhật như sau:

a) Giá bán chào các tổ máy nhiệt điện từng chu kỳ trong một tuần bằng nhau và được cập nhật bằng giá biến đổi các tổ máy nhiệt điện tuần tới;

b) Các tổ máy thủy điện được mô phỏng theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này;

c) Ràng buộc bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong tuần tới đến cuối tháng lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại trong tháng của nhà máy điện. Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cung cấp số liệu sản lượng bao tiêu các tuần tới đến cuối tháng cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam không cung cấp số liệu về yêu cầu bao tiêu tuần tới đến hết tháng, sản lượng bao tiêu tuần được tính theo công thức sau:

$$TOP_W^i = TOP_T^i - A_{W-1}^i$$

Trong đó:

TOP_W^i : sản lượng yêu cầu bao tiêu từ đầu tuần tới đến cuối tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_T^i : sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{W-1}^i : Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm đầu tháng T đến cuối tuần hiện tại (MWh);

- Đối với các nhà máy có yêu cầu bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm) và có ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tuần tới, bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động từ đầu tuần tới đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại được tính theo công thức sau:

$$TOP_{W*}^i = TOP_{Y-1}^i - A_{W*}^i$$

Trong đó:

TOP_{W*}^i : sản lượng yêu cầu bao tiêu từ đầu tuần tới đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tuần tới của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_{Y-1}^i : sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y-1 của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{W*}^i : Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y-1 đến cuối tuần hiện tại (MWh).

3. Điều tiết hồ chứa thủy điện tuần tới căn cứ trên dự báo lưu lượng nước về trung bình tuần của hồ chứa thủy điện, mực nước thượng lưu đầu tuần và mực nước thượng lưu cuối tuần

a) Dự báo lưu lượng nước về trung bình tuần tới được xác định căn cứ trên các số liệu: (i) Số liệu do đơn vị dự báo độc lập cung cấp; (ii) Lưu lượng nước về

trung bình các ngày trong quá khứ; (iii) Lưu lượng nước về trong phương thức tháng và có xét theo xu hướng thủy văn tại thời điểm tính toán;

b) Mục nước thượng lưu đầu tuần tới của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên được tính toán căn cứ trên mục nước hiện tại, sản lượng dự kiến các ngày còn lại trong tuần hiện tại và dự báo lưu lượng nước về trung bình các ngày còn lại trong tuần theo chuỗi số liệu quá khứ hoặc số liệu do đơn vị dự báo độc lập cung cấp.

c) Mục nước thượng lưu cuối tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được cập nhật bằng mục nước thượng lưu đầu tuần tới, trừ trường hợp Qve dự báo lớn hơn Qcm tối đa hoặc để bảo đảm cung cấp điện, chống quá tải lưới điện;

d) Mục nước thượng lưu cuối tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên là kết quả tính toán phối hợp thủy - nhiệt điện trong hệ thống điện quốc gia và có định hướng theo mục nước cuối tháng theo phương thức tháng và nhu cầu hệ thống

4. Kết quả tính toán từ chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn bao gồm: Sản lượng điện (MWh) từng chu kỳ của nhà máy điện bao gồm nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày và các nhà máy điện khác.

Điều 52. Tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải tuần tới

Trước 15h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải tuần tới theo trình tự sau:

1. Tính toán cân bằng công suất hệ thống điện quốc gia tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày tương ứng với kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các thời điểm đó.

2. Xây dựng cơ sở dữ liệu cho tính toán các chế độ vận hành lưới điện tại thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày căn cứ kết quả dự báo phụ tải, cân bằng công suất và cấu hình lưới điện của hệ thống điện.

3. Tính toán dòng điện ngắn mạch tại các thanh cái 500kV, 220kV và 110kV trong lưới điện truyền tải.

4. Tính toán chế độ vận hành bình thường của lưới điện tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày; cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) mang tải cao theo 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; đánh giá khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải điện của lưới điện quốc gia, vùng, miền.

5. Tính toán chế độ vận hành lưới điện khi sự cố phần tử nguy hiểm trong hệ thống điện (chế độ N-1) tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày. Cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) có khả năng xảy ra

sự cố nguy hiểm.

6. Tính toán và quy định biểu đồ điện áp các điểm nút chính trong hệ thống điện quốc gia.

7. Tính toán các chế độ vận hành đặc biệt khác (nếu cần).

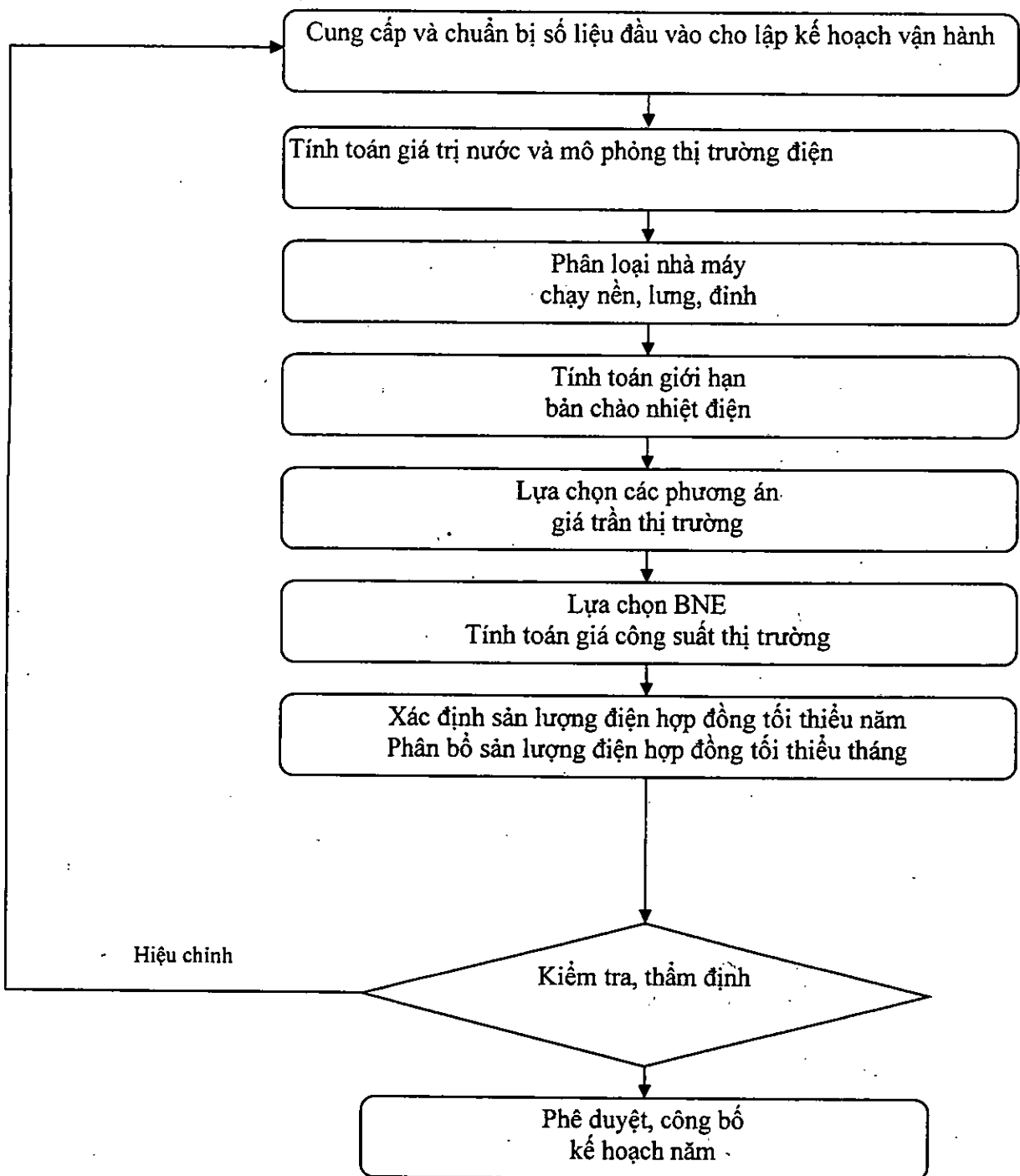
8. Đề xuất các giải pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn, tin cậy.

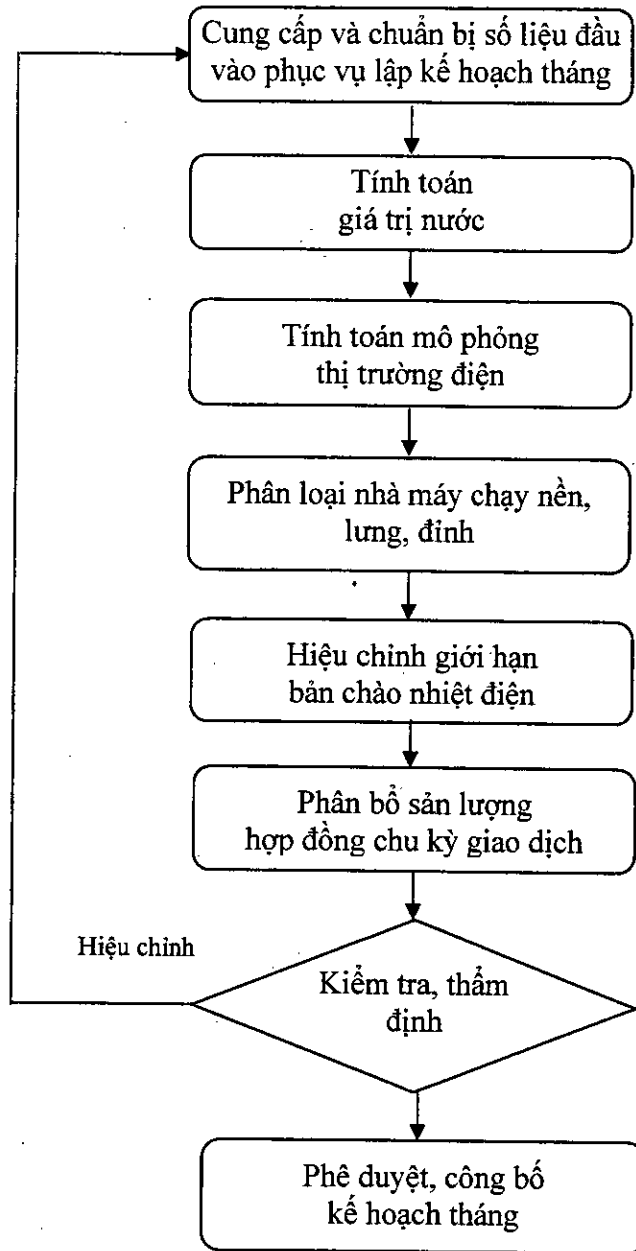
Điều 53. Kiểm tra, phê duyệt, công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

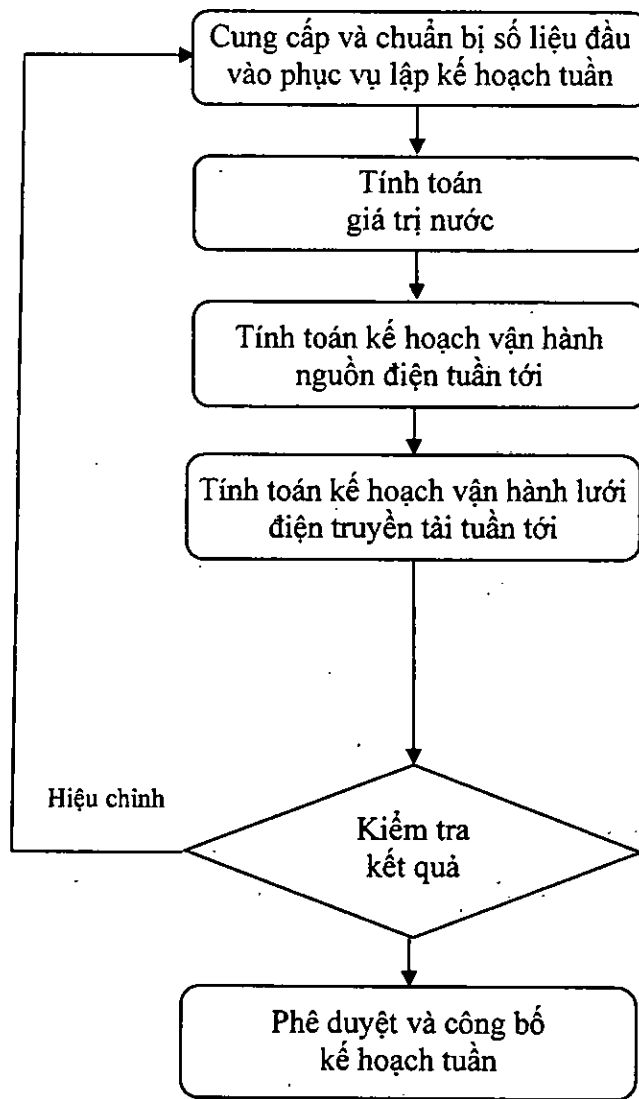
Trước 15h00 thứ Sáu hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới lên trang thông tin điện tử thị trường điện và gửi báo cáo Cục Điện lực theo quy định về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

DANH MỤC SƠ ĐỒ*(Kèm theo Phụ lục I. Quy trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện)*

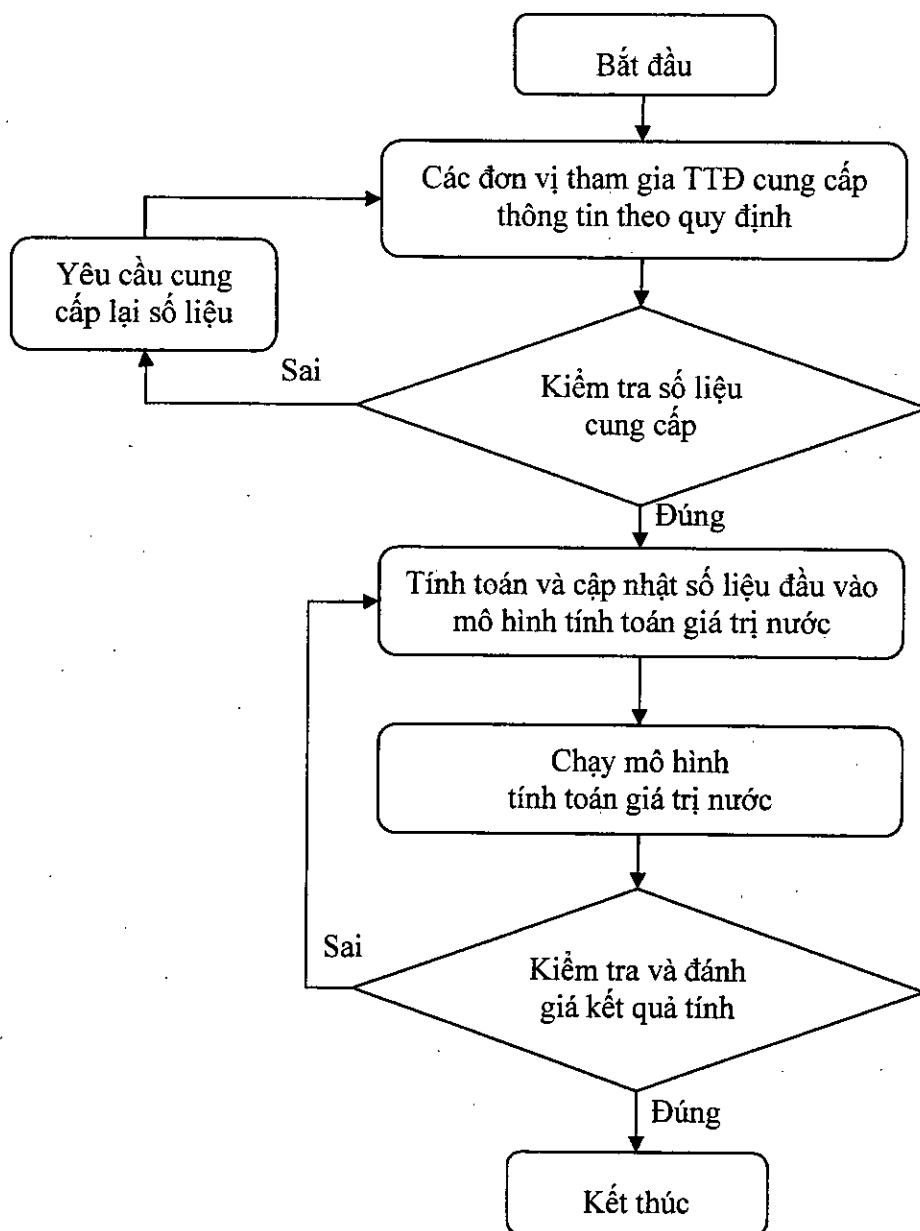
STT	TÊN SƠ ĐỒ
Sơ đồ 01	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Sơ đồ 02	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới
Sơ đồ 03	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới
Sơ đồ 04	Trình tự tính toán giá trị nước
Sơ đồ 05	Trình tự lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất
Sơ đồ 06	Trình tự thực hiện tính toán giá công suất thị trường
Sơ đồ 07	Thời gian biểu lập kế hoạch vận hành thị trường điện

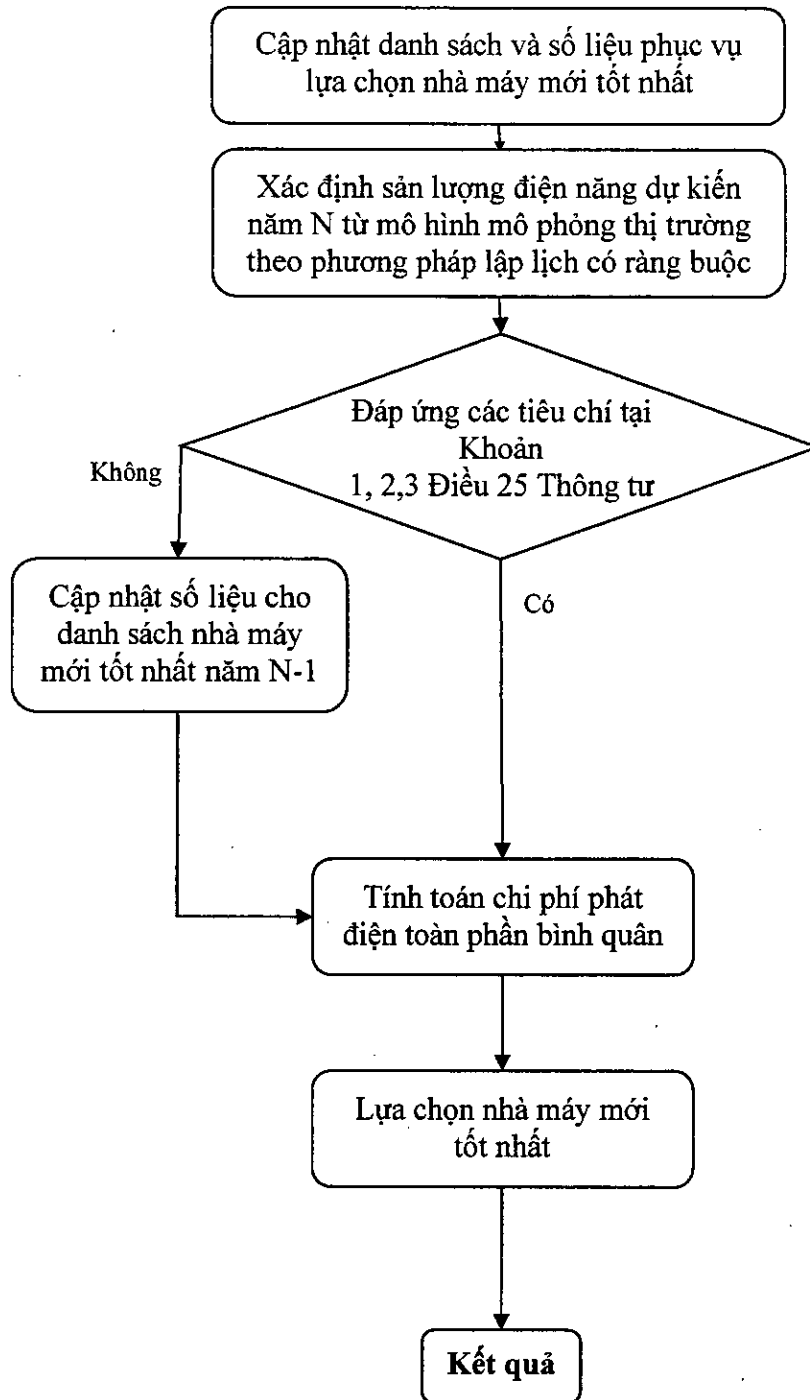
Sơ đồ 01 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

Sơ đồ 02 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

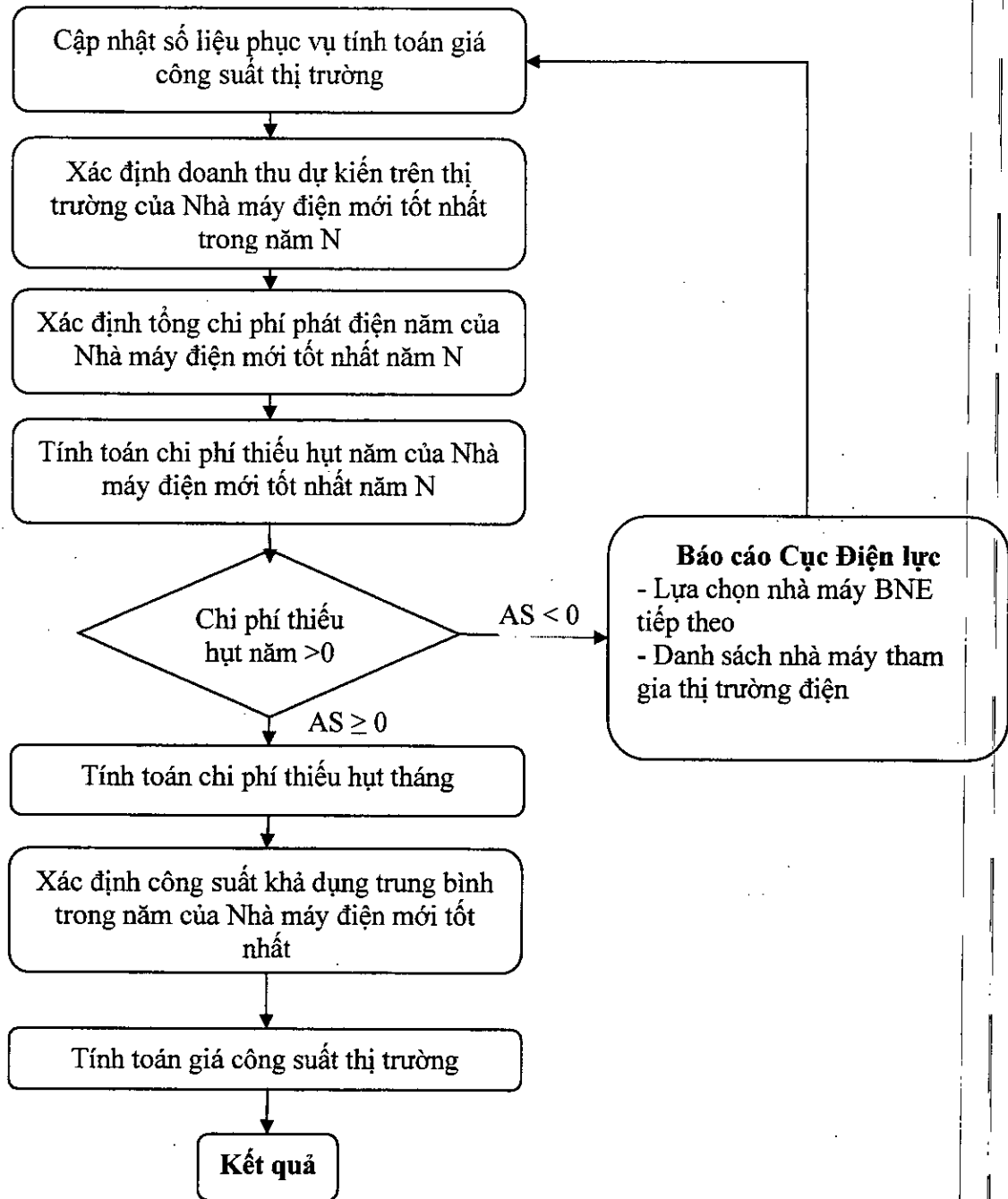
Sơ đồ 03 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới

Sơ đồ 04 – Trình tự tính toán giá trị nước



Sơ đồ 05 – Trình tự lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất

Sơ đồ 06 – Trình tự thực hiện tính toán giá công suất thị trường



Sơ đồ 07 – Thời gian biểu lập kế hoạch vận hành thị trường điện

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 15 tháng 7 năm N-1		Cung cấp số liệu về kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải	ĐVMD, NPT, NMĐ	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải; - Phụ tải nội bộ (đối với NMĐ thuộc khu công nghiệp).
Ngày 01 tháng 8 năm N-1		Dự báo phụ tải năm tới gửi NSMO	ĐVMD	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu dự báo phụ tải và xuất nhập khẩu điện.
Ngày 01 tháng 9 năm N-1		Cung cấp các số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm gửi NSMO	ĐVMD, NPT, NMĐ	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Mô phỏng các tổ máy thủy điện và nhiệt điện; - Mô phỏng các hồ thủy điện; - Tiến độ các công trình mới; - Lưu lượng nước về các hồ thủy điện; - Các số liệu về nhiên liệu và giới hạn nhiên liệu; - Danh sách các tổ máy đáp ứng yêu cầu là nhà máy BNE; - Khả năng truyền tải và tổn thất đường dây liên kết hệ thống; - Các yêu cầu bảo đảm cung cấp điện; - Các số liệu hợp đồng mua bán điện; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện; - Các ràng buộc khác; - Các thông số chung của thị trường
Ngày 15 tháng 8 năm N-1		Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải	NSMO		Năm N	Hằng năm	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.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 01 tháng 9 năm N-1		Dự báo phụ tải năm tới và 4 năm tiếp theo	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Các số liệu về phụ tải năm theo quy định 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.
Ngày 01 tháng 10 năm N-1		Danh sách lựa chọn nhà máy mới tốt nhất	EVN (Công ty Mua bán điện)	NSMO	Năm N	Hằng năm	Danh sách lựa chọn nhà máy mới tốt nhất.
Ngày 01 tháng 10 năm N-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	PCs, NMD KCN	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu phụ tải dự báo năm tới
Ngày 10 tháng 11 năm N-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	PCs	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu phụ tải dự báo năm tới cập nhật để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng cho Đơn vị bán buôn điện
Ngày 05 tháng 10 năm N-1		Tính toán mô phỏng thị trường	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của năm tới; - Mục nước tối ưu; - Giá điện năng thị trường dự kiến; - Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của năm tới (GWh);
Ngày 08 tháng 10 năm N-1		Phân loại tổ máy và tính giá trần nhiệt điện;	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Phân loại các tổ máy nhiệt điện - Giá trần của các tổ máy nhiệt điện

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 10 tháng 10 năm N-1		Lựa chọn các phương án giá trần thị trường; Lựa chọn nhà máy BNE; Tinh toán giá công suất thị trường;	NSMO		Năm N	Hằng năm	<ul style="list-style-type: none"> - Các phương án giá trần thị trường; - Chi phí phát điện toàn phần trung bình của các nhà máy điện trong danh sách lựa chọn là nhà máy BNE; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại điểm giao nhận của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng tại điểm giao nhận của từng nhà máy nhiệt điện; - Đơn giá CAN cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới; - Giá thị trường toàn phần bình quân.
Trước ngày 25 tháng 10 năm N-1		Lấy ý kiến các đơn vị về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới	NSMO		Năm N	Hằng năm	Dự thảo kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Trước ngày 05 tháng 11 năm N-1		Gửi ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới	EVN, NMD, ĐVMD		Năm N	Hằng năm	Ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Công bố và xác nhận các thông tin đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện	NMD, ĐVMD		Năm N	Hằng năm	<ul style="list-style-type: none"> - Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng; - Sản lượng điện hợp đồng năm; - Sản lượng điện hợp đồng từng tháng trong năm.
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Tinh toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và tối thiểu tháng trong năm	NSMO		Năm N	Hằng năm	<ul style="list-style-type: none"> - Sản lượng điện hợp đồng năm tại điểm giao nhận của từng nhà máy điện; - Sản lượng điện hợp đồng tháng tại điểm giao nhận của từng nhà máy điện;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Trình Cục Điện lực	NSMO	EVN	Năm N	Hàng năm	<p>Hoàn thành và trình các kết quả tính toán sau:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Giá trị nước hằng tuần; - Mục nước giới hạn tháng; - Giá trần bán chào các tổ máy nhiệt điện; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Kết quả tính toán, phân loại nhà máy nhiệt điện và phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa. - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng tại vị trí đo đếm trong năm; - Các phương án giá trần thị trường; - Các phương án tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng. - Giá công suất thị trường (CAN) từng chu kỳ giao dịch trong năm N. <p>Hồ sơ trình bao gồm cả các thông số đầu vào và thuyết minh tính toán</p>
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tháng	NSMO		Năm N	Hàng năm	<p>Gửi Đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch các kết quả tính toán sau:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu các tháng trong năm tại vị trí đo đếm;
Trước ngày 25 tháng 11 năm N-1		Xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng điện hợp đồng năm, tháng	ĐVMD, NMD		Năm N	Hàng năm	<p>Kiểm tra, phối hợp với NSMO xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng</p>

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước ngày 10 tháng 12 năm N-1		Trình Bộ Công Thương xem xét phê duyệt hệ số hiệu chỉnh sản lượng (a) và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng cho Đơn vị phát điện chưa có thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị mua điện	Cục Điện lực		Năm N	Hằng năm	Hệ số hiệu chỉnh sản lượng (a), Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho Đơn vị phát điện chưa có thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị mua điện
Ngày 15 tháng M-1		Cung cấp số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng gửi NSMO	ĐVMĐ, NPT, NMD	NSMO	Tháng M	Hằng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải; - Mô phỏng các tổ máy thủy điện và nhiệt điện; - Mô phỏng các hồ thủy điện; - Tiến độ các công trình mới; - Lưu lượng nước về các hồ thủy điện; - Các số liệu về nhiên liệu và giới hạn nhiên liệu; - Khả năng truyền tải và tổn thất đường dây liên kết hệ thống; - Các yêu cầu bảo đảm cung cấp điện; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện. - Các ràng buộc khác.
Ngày 20 tháng M-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	ĐVMĐ, NMD, KCN	NSMO	Tháng M	Hằng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Các số liệu phụ tải tháng theo quy định 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. - Phụ tải nội bộ các NMD thuộc khu công nghiệp

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 20 tháng M-1		Công bố và xác nhận các thông tin đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện	NMĐ, ĐVMD		Tháng M	Hàng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng; - Sản lượng điện hợp đồng tháng M và các tháng còn lại trong năm N - Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ tháng M (đối với nhà máy điện mới)
Ngày 20 tháng M-1		Tính toán giá trị nước tháng tới	NSMO		Tháng M	Hàng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của tháng tới; - Công suất khả dụng của các tổ máy trong từng tuần của tháng tới (MW); - Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của tháng tới (GWh);
Ngày 23 tháng M-1		Tính toán mô phỏng thị trường tháng; Phân loại tổ máy và điều chỉnh giá trần bản chào nhiệt điện; Xác định sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch.	NSMO		Tháng M	Hàng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Giá trần bản chào nhiệt điện trong tháng M; - Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện; - Sản lượng dự kiến phát từng chu kỳ giao dịch trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng các chu kỳ giao dịch trong tháng.
Trước 05 ngày cuối tháng M-1		Tính toán và công bố sản lượng hợp đồng sơ bộ tháng M lên cổng thông tin điện tử	NSMO		Tháng M	Hàng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Tính toán sản lượng hợp đồng sơ bộ tháng M; - Công bố qua cổng thông tin điện tử kết quả sơ bộ
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Kiểm tra các sai lệch trong kết quả sản lượng hợp đồng	NMĐ, ĐVMD	NSMO	Tháng M	Hàng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Kiểm tra và phản hồi kết quả phân bổ sản lượng hợp đồng

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Lấy ý kiến của EVN về kết quả tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tháng	NSMO	EVN	Tháng M	Hằng tháng	<ul style="list-style-type: none"> - Giá trị nước hằng tuần trong tháng; - Mục nước giới hạn các tuần trong tháng; - Giá trần bán chào nhiệt điện trong tháng M; - Giá trung bình của các giá trần bán chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện; - Sản lượng dự kiến phát từng chu kỳ giao dịch trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng.
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành cho tháng M	NSMO		Tháng M	Hằng tháng	Phê duyệt và công bố các nội dung của kế hoạch vận hành cho tháng M.
Thứ Ba tuần T-1	8h00	Dự báo phụ tải tuần gửi NSMO	PCs	NSMO	Tuần T	Hằng tuần	<ul style="list-style-type: none"> - Các số liệu phụ tải tuần theo quy định 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.
Thứ Ba tuần T-1	15h00	Cung cấp số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần gửi NSMO	PCs, NPT, NMD	NSMO	Tuần T	Hằng tuần	<ul style="list-style-type: none"> - Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa; - Thủy văn; - Nhiên liệu; - Truyền tải; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện; - Dịch vụ phụ; - Các ràng buộc khác.
Thứ Tư tuần T-1	10h00	Tính toán giá trị nước	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	<ul style="list-style-type: none"> - Giá trị nước của các hồ thủy điện trong tuần tới;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Thứ Tư tuần T-1	15h00	Tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	<ul style="list-style-type: none"> - Sản lượng từng chu kỳ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày và sản lượng của các nhà máy điện khác; - Các giải pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn tin cậy.
Thứ Năm tuần T-1	15h00	Lập báo cáo kết quả tính toán kế hoạch vận hành hệ thống điện tuần tới, dự thảo phương thức vận hành hệ thống điện tuần tới và gửi văn bản báo cáo Cục Điện lực	NSMO	Cục Điện lực	Tuần T	Hằng tuần	<ul style="list-style-type: none"> - Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền; - Tổng sản lượng điện dự kiến phát của từng nhà máy điện trong tuần tới; - Giá trị nước và sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu; - Giá trị nước của các nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Mục nước tối ưu phía thượng lưu các hồ chứa thủy điện; - Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện. - Sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày; - Mục nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa nguồn và lưới điện trong tuần tới; - Các kiến nghị, đề xuất để đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện ổn định, an toàn, tin cậy.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Thứ Sáu tuần T-1	10h00	Phê duyệt kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	
Thứ Sáu tuần T-1	15h00	Công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới	NSMO	NMĐ, Công ty mua bán điện, NPT, PCs, EVN	Tuần T	Hằng tuần	Công bố các kết quả sau: - Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền; - Giá trị nước, mực nước tối ưu của các nhà máy thủy điện, giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện cho tuần T; - Mực nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Lịch bảo dưỡng sửa chữa nguồn và lưới điện tuần tới.

Ghi chú:

- ĐVMĐ: Đơn vị mua điện
 KCN: Khu công nghiệp
 NMĐ: Nhà máy điện
 NPT: Tổng công ty truyền tải điện quốc gia
 PCs: Các Tổng công ty điện lực thuộc EVN
 NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
 EVN: Tập đoàn Điện lực Việt Nam