

- a) Giá điện năng thị trường dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;
- b) Thứ tự huy động các tổ máy phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

- a) Biểu đồ dự kiến huy động từng tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới, giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới;
- b) Lịch ngừng, khởi động và trạng thái nối lưới dự kiến của từng tổ máy trong ngày tới;
- c) Phương thức vận hành, sơ đồ kết dây dự kiến của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới;
- d) Các thông tin cảnh báo (nếu có);
- đ) Lượng công suất cho dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của tổ máy phát điện.

3. Lập lịch huy động trong trường hợp quá tải, thừa nguồn: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán theo nguyên tắc huy động nguồn điện khi xảy ra quá tải, thừa nguồn quy định tại Điều 18 Thông tư này.

**Điều 56. Công bố lịch huy động ngày tới**

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

- 1. Công suất huy động dự kiến, bao gồm cả công suất huy động cho dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới. Giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới.
- 2. Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện.
- 3. Danh sách các tổ máy dự kiến phải phát tăng hoặc phát giảm công suất trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.
- 4. Thông tin về cảnh báo thiếu công suất trong ngày tới, (nếu có) bao gồm:
  - a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thiếu công suất;
  - b) Lượng công suất thiếu;
  - c) Các ràng buộc bảo đảm cung cấp điện có khả năng không đáp ứng.
- 5. Thông tin về cảnh báo thừa công suất trong ngày tới (nếu có) bao gồm:
  - a) Các chu kỳ giao dịch dự kiến thừa công suất;
  - b) Các tổ máy dự kiến sẽ dừng phát điện.
- 6. Thông tin về việc cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp
  - a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống

điện;

b) Danh sách các tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp;

c) Công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của tổ máy phát điện trong danh sách tại điểm b khoản này.

7. Thông tin dự kiến về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện của đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trong các chu kỳ giao dịch tới. Tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu khí cung cấp cho các nhà máy điện khí là khi tổng sản lượng điện dự kiến của nhà máy điện tương ứng với lượng khí được phân bổ thấp hơn tổng sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này.

8. Nhu cầu dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

9. Các ràng buộc kỹ thuật trong vận hành nguồn điện, lưới điện.

10. Các biện pháp can thiệp của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện.

11. Các điều chỉnh, can thiệp bản chào giá của đơn vị phát điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện theo quy định.

#### **Điều 57. Hoà lưới tổ máy phát điện**

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

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

3. Trong quá trình hoà lưới của các tổ máy nhiệt điện, đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật công suất từng chu kỳ giao dịch vào bản chào giá của tổ máy và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Điều 49 Thông tư này.

#### **Điều 58. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại khoản 2 Điều 61 Thông tư này.

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

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

*bn* ✓

động thêm các tổ máy khởi động chậm, các tổ máy cung cấp dịch vụ phụ.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố thông tin lên cổng thông tin thị trường điện công suất và thời gian dự kiến thiếu.

**Điều 59. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động đảm bảo yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trừ trường hợp thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động ngày tới.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện quy định tại Điều 47 Thông tư này để đảm bảo yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

**Mục 2**

**VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CHU KỲ GIAO DỊCH TỚI**

**Điều 60. Số liệu lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới**

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu để lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới sau đây:

1. Biểu đồ phụ tải của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo.

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

3. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá cho chu kỳ giao dịch tới.

4. Công suất công bố theo lịch huy động ngày tới của các nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Điều 56 Thông tư này.

5. Mô phỏng huy động các tổ máy nhà máy nhiệt điện không chào giá trực tiếp dưới dạng bản chào giá quy đổi trong đó: (i) Nếu tổ máy được huy động theo kết quả đã được công bố tại Điều 56 Thông tư này, mô phỏng bằng giá sản cho phần công suất phát ổn định thấp nhất và giá biến đổi cho phần công suất khả dụng còn lại; (ii) Nếu tổ máy không được lập lịch theo kết quả đã được công bố tại Điều 56 Thông tư này thì mô phỏng bằng giá biến đổi cho toàn bộ công suất khả dụng. Các nhà máy điện không chào giá trực tiếp còn lại sử dụng công suất công bố theo lịch huy động ngày tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Điều 56 Thông tư này.

6. Công suất dự báo cho chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ tiếp theo của các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện, các nhà máy vận hành theo cơ chế chi phí tránh được.

7. Nhu cầu công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện và

khả năng cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ này.

8. Công suất dự phòng khởi động nhanh và vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện cho chu kỳ giao dịch tới.

9. Danh sách cập nhật các tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

10. Độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện theo đo lường, tính toán từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị phát điện cung cấp.

11. Các ràng buộc khác về bảo đảm cung cấp điện và yêu cầu kỹ thuật của hệ thống điện.

12. Lịch bảo dưỡng, sửa chữa, thí nghiệm tổ máy phát điện, được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt.

13. Sản lượng điện nhập khẩu.

14. Các ràng buộc về bao tiêu nhiên liệu hoặc bao tiêu sản lượng điện của các nhà máy điện BOT do Tập đoàn Điện lực Việt Nam cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

15. Các ràng buộc về bao tiêu của nhà máy điện.

#### **Điều 61. Điều chỉnh sản lượng công bố của các nhà máy điện**

Trước khi lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo quy định về 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 cho chu kỳ giao dịch tới đã được công bố theo quy định tại khoản 1 Điều 56 Thông tư này.

1. Sản lượng của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu cho chu kỳ giao dịch tới được điều chỉnh trong các trường hợp sau:

- a) Có biến động bất thường về thủy văn, dự báo năng lượng tái tạo, phụ tải;
- b) Có cảnh báo thiếu công suất theo lịch huy động ngày tới;
- c) Có văn bản của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền về điều tiết hồ chứa của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu phục vụ mục đích chống lũ, tưới tiêu;
- d) Xảy ra tình trạng thừa công suất/thiếu công suất khi tính toán lập lịch chu kỳ tới.

2. Phạm vi điều chỉnh sản lượng công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong các trường hợp quy định tại điểm a và điểm b khoản 1 Điều này là  $\pm 25\%$  tổng công suất đặt của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong hệ thống điện không bao gồm phần công suất dành cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

*an* ✓

3. Đối với các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo Quy định về 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, nguồn điện mặt trời mái nhà: Sản lượng công bố được điều chỉnh phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của nhà máy điện và hệ thống điện.

### **Điều 62. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới**

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

2. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp thiếu công suất

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

- Sử dụng bản chào tăng công suất của các tổ máy;
- Các nhà máy nhiệt điện gián tiếp tham gia thị trường điện theo giá biến đổi;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh theo lịch huy động ngày tới;
- Các nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện theo tỷ lệ dung tích còn lại so với dung tích hữu ích từ cao đến thấp;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện;
- Giảm công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp xuống mức thấp nhất cho phép.

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

3. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp quá tải, thừa nguồn: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh lịch huy động chu kỳ giao dịch tới thông qua các biện pháp theo nguyên tắc quy định tại Điều 18 Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động cho chu kỳ giao dịch tới đảm bảo ràng buộc về nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

5. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp thiếu công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động đảm bảo yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trừ trường hợp thiếu công suất;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào tăng công suất làm bản chào giá lập lịch để lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới;

*Da* *5*

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố theo quy định tại Điều 56 Thông tư này cho các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện để đảm bảo yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

### **Điều 63. Công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới**

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới 10 phút trước chu kỳ giao dịch, bao gồm các nội dung sau:

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

2. Lịch huy động các tổ máy phát điện, giá biên các miền Bắc, Trung, Nam trong chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 62 Thông tư này.

3. Giá thị trường dự kiến từng chu kỳ của ngày tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện.

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

5. Các thông tin về việc điều chỉnh công suất công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại Điều 61 Thông tư này.

6. Các thông tin về việc điều chỉnh công suất huy động của nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện (nếu có).

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

8. Thông tin về cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện;

b) Danh sách các tổ máy phát điện được lựa chọn để cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp;

c) Công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện trong danh sách tại điểm b khoản này.

9. Các ràng buộc kỹ thuật nguồn điện, lưới điện trong chu kỳ tới

### **Mục 3**

### **VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC**

### **Điều 64. Điều độ hệ thống điện thời gian thực**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực căn cứ lịch huy động chu kỳ giao dịch tới đã được công bố và tuân thủ quy định về vận hành hệ thống điện thời gian thực 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. Trong trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được can thiệp để đảm bảo yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện (trừ trường hợp bất khả kháng).

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

3. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mực nước giới hạn tuần của nhà máy thủy điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố theo quy định tại khoản 2 Điều 44 Thông tư này.

**Điều 65. Quy định trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện thấp hơn mực nước giới hạn tuần**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo nhà máy thủy điện có mực nước thấp hơn mực nước giới hạn tuần, đơn vị phát điện có trách nhiệm điều chỉnh giá chào trong các ngày tiếp theo để đảm bảo không thấp hơn mực nước giới hạn tuần tiếp theo.

2. Trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp thấp hơn mực nước giới hạn tuần; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và tỷ lệ dự phòng điện năng miền của tuần nhỏ hơn 5%; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn mức nước tối thiểu (cận trên) của Quy trình vận hành liên hồ chứa; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn mức nước tối thiểu (cận dưới) của Quy trình vận hành liên hồ chứa thì bắt đầu từ 00h00 thứ Ba tuần tiếp theo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động nhà máy thủy điện này căn cứ theo bản chào mặc định quy định cụ thể tại điểm b, điểm c khoản 2 Điều 48 Thông tư này để đưa mực nước của hồ chứa về mực nước giới hạn tuần.

3. Khi đã đảm bảo không thấp hơn mực nước giới hạn tuần, nhà máy thủy điện tiếp tục chào giá vào tuần tiếp theo.

4. Trước 10h00 thứ Hai hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo về việc lập lịch huy động từ thứ Ba cho đơn vị phát điện và đơn vị mua điện trong các trường hợp sau:

a) Nhà máy thấp hơn mực nước giới hạn hồ chứa tuần đầu tiên, nhà máy thấp hơn mực nước giới hạn tuần thứ hai;

b) Nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mức nước giới hạn tuần và tỷ lệ dự phòng điện năng miền của tuần nhỏ hơn 5%;

c) Nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mức nước giới hạn và thấp hơn mức nước tối thiểu của Quy trình vận hành liên hồ chứa;

d) Nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mức nước giới hạn và thấp hơn

mức nước tối thiểu (cận dưới) của Quy trình vận hành liên hồ chứa.

### **Điều 66. Can thiệp thị trường điện**

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

a) Hệ thống đang vận hành trong chế độ khẩn cấp được quy định trong Quy định hệ thống 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;

b) Xảy ra các tình huống không bảo đảm cung cấp điện trên cơ sở kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo 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.

c) Không thể đưa ra lịch huy động chu kỳ giao dịch tới tại thời điểm bắt đầu chu kỳ giao dịch.

2. Trường hợp xảy ra can thiệp thị trường điện theo quy định tại điểm b khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được điều chỉnh biểu đồ huy động của các nhà máy điện để đảm bảo cung cấp điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương, Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực các nội dung sau:

a) Thời điểm dự kiến bắt đầu và kết thúc;

b) Các giải pháp cụ thể sẽ thực hiện để đảm bảo huy động hợp lý các loại hình nguồn trong hệ thống điện quốc gia với mục tiêu đảm bảo cung cấp điện, vận hành an toàn, ổn định, tin cậy hệ thống điện quốc gia;

c) Các tồn tại, phát sinh (nếu có).

3. Trong thời gian can thiệp thị trường điện, các nguồn điện được huy động phải bảo đảm các ràng buộc kỹ thuật để hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định, tin cậy.

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

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

b) Đáp ứng được yêu cầu về dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp;

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

d) Đảm bảo cấu hình nguồn tối thiểu để đảm bảo ổn định và quán tính hệ thống điện.

5. Công bố thông tin về can thiệp thị trường điện

a) Khi can thiệp thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường

điện phải công bố các nội dung sau:

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;
- Các chu kỳ giao dịch dự kiến can thiệp thị trường điện.

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

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;
- Các chu kỳ giao dịch can thiệp thị trường điện;
- Các biện pháp do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện áp dụng để can thiệp thị trường điện.

#### **Điều 67. Tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay**

1. Thị trường điện giao ngay tạm ngừng vận hành khi xảy ra một trong các trường hợp sau:

- a) Do các tình huống khẩn cấp về thiên tai hoặc bảo vệ an ninh quốc phòng;
- b) Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề nghị tạm ngừng thị trường điện giao ngay theo một trong các trường hợp sau:
  - Hệ thống điện vận hành trong chế độ cực kỳ khẩn cấp được quy định tại Quy định hệ thống 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;
  - Hệ thống điện vận hành trong trường hợp mất cân bằng cung cầu (tổng công suất khả dụng của các nhà máy điện trong hệ thống điện nhỏ hơn phụ tải dự báo và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thực hiện các biện pháp tiết giảm cung cấp điện để đảm bảo vận hành an toàn hệ thống) trong vòng 48 chu kỳ liên tục.
  - Không đảm bảo vận hành thị trường điện an toàn, liên tục.
- c) Các trường hợp khác theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

2. Bộ Công Thương có trách nhiệm xem xét, quyết định tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay trong các trường hợp quy định tại điểm a và điểm b khoản 1 Điều này và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định tạm ngừng thị trường điện giao ngay của Bộ Công Thương.

4. Vận hành hệ thống điện trong thời gian tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

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

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

- Đảm bảo thực hiện các thoả thuận về sản lượng trong các hợp đồng xuất khẩu, nhập khẩu điện, hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện BOT và các hợp đồng mua bán điện có ràng buộc về bao tiêu;

- Đảm bảo thực hiện các yêu cầu về cấp nước hạ du đối với các nhà máy thủy điện.

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

#### **Điều 68. Khôi phục thị trường điện giao ngay**

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

- a) Các nguyên nhân dẫn đến tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay đã được khắc phục;

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

2. Bộ Công Thương có trách nhiệm xem xét, quyết định khôi phục thị trường điện giao ngay và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho các thành viên tham gia thị trường điện về quyết định khôi phục thị trường điện giao ngay của Bộ Công Thương.

### **Mục 4**

## **XUẤT KHẨU, NHẬP KHẨU ĐIỆN TRONG VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

#### **Điều 69. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động**

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

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

#### **Điều 70. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động**

1. Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

có trách nhiệm công bố sản lượng điện năng nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

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

### **Điều 71. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu**

Lượng điện năng nhập khẩu hoặc xuất khẩu được thanh toán theo hợp đồng nhập khẩu hoặc xuất khẩu được ký kết giữa các bên.

## **Chương VI**

### **ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Trách nhiệm thỏa thuận vị trí đo đếm điện năng và thiết kế hệ thống đo đếm điện năng, trách nhiệm đầu tư hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu

thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Các nhà máy điện gián tiếp còn lại theo quy định tại khoản 4 Điều 4 Thông tư này và các nhà máy điện nước ngoài có hợp đồng Mua Bán điện với Tập đoàn

Điện lực Việt Nam: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện việc thu thập số liệu đo đếm trực tiếp.

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

7. Trước 16h00 ngày 1 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố chỉ số công tơ đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại khoản 2 Điều 72 Thông tư này và điểm a khoản 5 Điều này.

#### **Điều 75. Lưu trữ số liệu đo đếm**

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo quy định tại Điều 2 Thông tư này có trách nhiệm lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và các hồ sơ liên quan trong thời hạn ít nhất là 05 năm.

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

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

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

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

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

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

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

c) Trước 12h00 ngày D+4, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thực hiện kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm, phát hiện các phát sinh, sự kiện dẫn đến chênh lệch sản lượng gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ý kiến phản hồi xác nhận về đối soát số liệu đo đếm. Sau thời điểm này, Đơn vị

*an* ✓

vận hành hệ thống điện và thị trường điện không tiếp nhận phản hồi về phát sinh liên quan đến số liệu đo đếm của ngày D. Trường hợp không có phản hồi từ các đơn vị trên trang thông tin điện tử thị trường điện trước 12h00 ngày D+4 thì được coi là các đơn vị đã xác nhận đồng ý và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm xử lý những ý kiến phản hồi phát sinh;

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

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

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

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

### 3. Yêu cầu về thu thập số liệu đo đếm

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

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

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

### **Điều 77. Kiểm tra số liệu đo đếm**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

a) Bằng tổng các thành phần sau:

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

b) Trừ đi các thành phần sau:

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

### **Điều 79. Ước tính số liệu đo đếm**

1. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm chính xác của ngày

D theo quy định tại Điều 76, Điều 77 và Điều 78 Thông tư này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện ước tính số liệu đo đếm theo quy định về hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

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

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

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

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

1. Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện.
2. Sản lượng điện năng mua trên thị trường điện.
3. Sản lượng chênh lệch giữa chỉ số sản lượng chốt tháng và tổng sản lượng theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.
4. Tổng sản lượng thu thập theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

### **Chương VII**

## **TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY**

### **Mục 1**

## **TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN ÁP DỤNG CHO CÁC ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN**

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

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

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

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

- Sắp xếp cố định dưới phần nền của biểu đồ phụ tải hệ thống điện các sản lượng phát thực tế của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện và các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng tách ra ngoài thị trường điện trong chu kỳ giao dịch;

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch. Sản lượng thực tế các nhà máy điện năng lượng tái tạo

trực tiếp tham gia thị trường điện quy đổi về đầu cực được xác định sau ngày vận hành theo số liệu đo đếm thực tế;

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

## **Mục 2**

### **GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN**

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

1. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường và giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

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

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

## **Chương VIII THANH TOÁN**

### **Mục 1**

### **THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRỰC TIẾP GIAO DỊCH**

**Điều 88. Sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện**

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

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

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

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

d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường ( $Q_{smp}$ ).

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

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

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

$$Q_{dd_i} = \frac{1}{60} \times \left\{ P_{dd_i^0} \times t_i^1 + \sum_{j=1}^J (P_{dd_i^{j-1}} + P_{dd_i^j}) \times \frac{t_i'^j - t_i^j}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} P_{dd_i^j} \times (t_i^{j+1} - t_i'^j) + P_{dd_i^J} \times (\Delta T - t_i'^J) \right\}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

$t_i'^j$ : Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm  $t_i^j$  (phút);

$\Delta T$ : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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

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

$P_{dd_i^j}$ : Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm  $t_i'^j$  (MW).

Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ  $t_i^j$  công suất  $P_{dd_i^{j-1}}$  đến thời điểm  $t_i'^j$  mà tổ máy phát điện đạt được công suất  $P_{dd_i^j}$  được xác định như sau:

$$t_i'^j - t_i^j = \frac{P_{dd_i^j} - P_{dd_i^{j-1}}}{a}$$

Trong đó:

a: Tốc độ tăng giảm tải của tổ máy đăng ký trong bản chào giá lập lịch

(MW/phút).

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

b) Thực hiện quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ ( $Q_{dd_i}$ ) tính toán theo quy định tại điểm a khoản này về vị trí đo đếm;

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

$$\Delta Q_i = Q_{mq_i} - Q_{dd_i}$$

Trong đó:

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

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

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

Trường hợp không có lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch  $i$ ,  $Q_{dd}$  được xác định theo công thức:

$$Q_{dd_i} = P_{dd_i}^0 \times \frac{\Delta T}{60}$$

Trong đó:

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

$P_{dd_i}^0$ : Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm  $t_i^0$  (MW);

$\Delta T$ : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

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

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

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

$$\varepsilon = \text{Max} \left\{ 5\% \times Q_{dd_i}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60} \right\}$$

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

$$\varepsilon = \text{Max} \left\{ 3\% \times Q_{ddi}; 1500 \times \frac{\Delta T}{60} \right\}$$

Trong đó:

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

$Q_{ddi}$ : Sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ tại đầu cực của tổ máy phát điện (kWh);

$\Delta T$ : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút).

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

+ Trường hợp  $|\Delta Q_i| \leq \varepsilon$ :  $Q_{dui} = 0$

+ Trường hợp  $|\Delta Q_i| > \varepsilon$ :  $Q_{dui} = Q_{mqi} - k_{qd} \times Q_{ddi}$

Trong đó:

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

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

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

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

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

$$Q_{dui} = \sum_{g=1}^G Q_{dui,g}$$

Trong đó:

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

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

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

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

e) Công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và công tơ lắp tại các vị trí đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát

đầu cực của tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý lệnh điều độ.

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

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

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

Trường hợp  $Q_{mq}^j - Q_{du}^j \geq Q_{bb}^j$  và  $Q_{du}^j \geq 0$ :

$$Q_{bp}^j = \min \{Q_{mq}^j - Q_{du}^j - Q_{bb}^j, Q_{gb}^j\}$$

Trường hợp  $Q_{mq}^j \geq Q_{bb}^j$  và  $Q_{du}^j < 0$ :

$$Q_{bp}^j = \min \{Q_{mq}^j - Q_{bb}^j, Q_{gb}^j\}$$

Trường hợp  $Q_{mq}^j < Q_{bb}^j$ :  $Q_{bp}^j = 0$

Trong đó:

$i$ : Chu kỳ giao dịch thứ  $i$ ;

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{bp_i} = \sum_{j=1}^J Q_{bp_i}^j$$

Trong đó:

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

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

$Q_{bp_i}$ : Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

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

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

Trường hợp  $Q_{du} > 0$ :

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

Trường hợp  $Q_{du} \leq 0$ :

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

$t_i^j$ : Thời điểm lần thứ j trong chu kỳ giao dịch i Đơn vị vận hành hệ thống

*on* ✓

điện và thị trường điện có lệnh điều độ thay đổi công suất của tổ máy phát điện do ràng buộc (phút). Trường hợp tại thời điểm này mà công suất của tổ máy phát điện thấp hơn mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch ( $P_i^{ltn}$ ) thì  $t_i^j$  được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất  $P_i^{ltn}$ ;

$t_i^j$ : Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm  $t_i^j$  (phút). Trường hợp tại thời điểm này công suất của tổ máy phát điện thấp hơn công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch  $i$  ( $P_i^{ltn}$ ) thì  $t_i^j$  được xác định là thời điểm tổ máy đạt mức công suất  $P_i^{ltn}$ ;

$\Delta T$ : Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

$Pdd_i^{j-1}$ : Công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh điều độ cho tổ máy phát điện tại thời điểm  $t_i^{j-1}$ . Trường hợp công suất này nhỏ hơn mức công suất được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch ( $P_i^{ltn}$ ) thì công suất này được tính bằng công suất  $P_i^{ltn}$  (MW);

$Pdd_i^j$ : Công suất tổ máy đạt được tại thời điểm  $t_i^j$  (MW);

$t_i^{j-1} - t_i^j$ : Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ  $t_i^{j-1}$  công suất  $Pdd_i^{j-1}$  đến thời điểm  $t_i^j$  mà tổ máy phát điện đạt được công suất  $Pdd_i^j$  được xác định như sau:

$$t_i^j - t_i^{j-1} = \frac{Pdd_i^j - Pdd_i^{j-1}}{a}$$

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

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

Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng máy (không phải do sự cố) thì sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy phát điện này trong chu kỳ giao dịch bằng 0.

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_{smp_i} = Q_{mq_i} - Q_{bp_i} - Q_{con_i} - Q_{du_i}$$

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

$$Q_{smp_i} = Q_{mq_i} - Q_{bp_i} - Q_{con_i}$$

Trong đó:

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

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

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

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

$Q_{du_i}$ : Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch  $i$  (kWh).

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

1. Sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường được điều chỉnh

trong các trường hợp sau:

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

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán điều chỉnh lại các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường trong các chu kỳ giao dịch quy định tại Khoản 1 Điều 88 Thông tư này căn cứ các thành phần sản lượng sau:

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

b) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường ( $Q_{smp_i}$ ) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch  $i$  được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 88 Thông tư này;

c) Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch  $i$  ( $Q_{mq_i}$ ).

### 3. Nguyên tắc điều chỉnh

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

b) Trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện được điều chỉnh theo nguyên tắc đảm bảo không được làm thay đổi sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch này và theo quy định về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III Thông tư này.

## **Điều 90. Thanh toán điện năng thị trường**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện (không bao gồm điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ) trong chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

$$R_g = R_{smp} + R_{bp} + R_{con} + R_{du}$$

Trong đó:

$R_g$ : Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán

(đồng);

R<sub>sm</sub>: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R<sub>bp</sub>: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R<sub>con</sub>: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R<sub>du</sub>: Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ thanh toán (đồng).

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

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

$$R_{smi} = Q_{smi} \times SMP_i$$

Trong đó:

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

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

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

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

$$R_{sm} = \sum_{i=1}^I R_{smi}$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

4. Khoản thanh toán cho sản lượng điện năng phát tăng thêm của nhà máy

điện trong chu kỳ giao dịch được xác định theo trình tự sau:

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

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

Trong đó:

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

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

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

$Qcon_i^g$ : Điện năng phát tăng thêm của tổ máy  $g$  trong chu kỳ giao dịch  $i$  quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Rdu_i = \sum_{g=1}^G (Qdu_i^g \times Pb_{\min,i})$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

$$Rg = \sum_{i=1}^I Rsm p_i = \sum_{i=1}^I Qm q_i \times SMP_i$$

Trong đó:

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

Rsm p<sub>i</sub>: Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện của chu kỳ giao dịch i trong chu kỳ thanh toán (đồng);

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

Qm q<sub>i</sub>: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện (kWh).

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

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

### **Điều 91. Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường**

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

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

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

Trong đó:

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

dịch  $i$  (đồng);

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

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

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

$$Rcan = \sum_{i=1}^I Rcan(i)$$

Trong đó:

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

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

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

Rcan <sub>$i$</sub> : Khoản thanh toán công suất cho nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch  $i$  (đồng).

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

Căn cứ giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện và gửi cho đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 107 Thông tư này trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

$$Rc = \sum_{i=1}^I Rc(i)$$

Trong đó:

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

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

*Or* 

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

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

## Mục 2

### THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

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

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

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

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

$$X_1 = \frac{\sum_{g=1}^G Q_c(g,M)}{\sum_{l=1}^L Q_{ptdk}(l,M)}$$

Trong đó:

$X_1$ : Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng (%);

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

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

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

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện.

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

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

Trong đó:

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

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

này (%);

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

$L$ : Tổng số đơn vị mua buôn điện;

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

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

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

Trong đó:

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

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

*Handwritten signature and mark*

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

$TCm_2(l,g,M)$ : Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện (đồng);

$Cm_2(l,g,i)$ : Tổng khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện (đồng);

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

$$Uplift_M(g) = \frac{R_g(M) + R_{can}^g(M) - \sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^I Cm_2(l,g,i)}{\sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^I Q_{m2}(l,g,i)}$$

Trong đó:

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

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

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

L: Tổng số Đơn vị mua buôn điện;

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

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

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

$Q_{m2}(l,g,i)$ : Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 93 Thông tư này (kWh).

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

$R_c^M$ : Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ thanh toán  $M$  (đồng);

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

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

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

### Mục 3

## THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

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

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, bao gồm:

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

$$Q_{dt} = \text{Max}\{\text{Min}([Q_{cb} - Q_{mq}], Q_{dtcb}), 0\}$$

Trong đó:

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

$Q_{cb}$ : Sản lượng tương ứng với công suất công bố của tổ máy trong bản chào lập lịch của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

Trường hợp trong chu kỳ giao dịch thực tế, tổ máy không tham gia dịch vụ

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Q_c(i) = Q_{hc}(i) \times \alpha$$

Trong đó:

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

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

$Q_{hc}(i)$ : Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch  $i$  (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp  $Q_{du}(i) > 0$ ,  $Q_{hc}(i) = Q_m(i) - Q_{du}(i)$ ;

- Trường hợp  $Q_{du}(i) \leq 0$ ,  $Q_{hc}(i) = Q_m(i)$ .

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

$Q_{du}(i)$ : Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch  $i$  (kWh).

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được

tính toán căn cứ theo sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại điểm a khoản này và theo công thức quy định tại Điều 92 Thông tư này.

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

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

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

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

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

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

$$Q_c(i) = Q_{mq}(i) \times \alpha$$

Trong đó:

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

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

$Q_{mq}(i)$ : Sản lượng điện năng tại vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch  $i$  (kWh).

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

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

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

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

này đối với tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

3. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

4. Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

5. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

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

a) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài thì tách toàn bộ nhà máy điện này tham gia gián tiếp thị trường điện trong năm tới. Toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong năm tới được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Tập Đoàn Điện lực Việt Nam;

b) Trừ trường hợp quy định tại điểm a khoản này, trường hợp trong năm vận hành nhà máy điện có tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch mà tổ máy có chu kỳ đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Tập Đoàn Điện lực Việt Nam.

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

8. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này gián tiếp tham gia thị trường điện, toàn bộ sản

lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến tham gia thử nghiệm hệ thống AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện.

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

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

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

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

c) Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo thỏa thuận tại các hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng;

d) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tham gia thử nghiệm hệ thống AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này ra ngoài thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến tham gia thử nghiệm hệ thống AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện;

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

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

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

Trong đó:

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện;

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

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

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

### **Điều 102. Thanh toán khi can thiệp thị trường điện**

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

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

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

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

**Mục 4****TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN****Điều 104. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện**

Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện.

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

1. Trước 16h00 ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày giao dịch D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 13 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

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

3. Trước 12h00 ngày D+6, đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và đơn vị mua điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện theo quy định trên trang thông tin điện tử thị trường điện; thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các sai sót trong bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có).

4. Trước 16h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 13 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phát hành bảng kê thanh toán ngày và đưa vào hồ sơ phục vụ công tác thanh toán cho chu kỳ thanh toán.

**Điều 106. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán**

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

2. Trong thời hạn 10 ngày làm việc tính từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố:

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

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

3. Trong thời hạn 13 ngày làm việc tính từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện của chu kỳ thanh toán cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

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

5. Hình thức xác nhận bảng kê thanh toán và sự kiện thị trường điện: Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để phục vụ công tác xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện. Trong trường hợp chữ ký số bị sự cố, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện trực tiếp và xác nhận lại sau khi sự cố được khắc phục.

#### **Điều 107. Hồ sơ thanh toán**

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

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

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

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

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

#### **Điều 109. Hiệu chỉnh hóa đơn**

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

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

#### **Điều 110. Thanh toán**

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hoá đơn của

đơn vị phát điện, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện ký kết giữa hai bên.

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

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

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

#### **Điều 111. Xử lý các sai sót trong thanh toán**

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

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

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

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

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

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

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

### **Chương IX**

### **HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ THÔNG TIN PHỤC VỤ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

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

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

- a) Phần mềm mô phỏng thị trường;
- b) Phần mềm tính toán giá trị nước;
- c) Phần mềm lập lịch huy động;
- d) Phần mềm phục vụ tính toán thanh toán;
- đ) Các phần mềm khác phục vụ hoạt động thị trường điện.

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

#### **Điều 114. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện**

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

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

#### **Điều 115. Xây dựng và phát triển các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện**

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

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

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

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

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

#### **Điều 116. Kiểm toán phần mềm**

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

- a) Trước khi thị trường điện chính thức vận hành;
- b) Trước khi đưa phần mềm mới vào sử dụng;
- c) Sau khi hiệu chỉnh, nâng cấp có ảnh hưởng đến việc tính toán;
- d) Kiểm toán định kỳ.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập có năng lực để thực hiện kiểm toán, báo cáo Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực trước khi thực hiện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố

kết quả kiểm toán cho các thành viên tham gia thị trường điện.

**Điều 117. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện**

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

1. Hệ thống phần cứng và phần mềm phục vụ quản lý, trao đổi và bảo mật thông tin thị trường điện.
2. Hệ thống cơ sở dữ liệu và lưu trữ.
3. Cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện, bao gồm cả trang thông tin điện tử nội bộ và trang thông tin điện tử công cộng.

**Điều 118. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện**

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm quản lý và vận hành Hệ thống thông tin thị trường điện.
2. Các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư các trang thiết bị trong phạm vi quản lý đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định, đảm bảo việc kết nối với Hệ thống thông tin thị trường điện.
3. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm phát triển, quản lý và vận hành mạng đường truyền kết nối giữa Hệ thống thông tin thị trường điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với các thiết bị của các thành viên tham gia thị trường điện.
4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ được vận hành hoặc thay đổi Hệ thống thông tin thị trường điện hiện có sau khi đã nghiệm thu hoàn chỉnh và được Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực thông qua.
5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trang bị thiết bị dự phòng cho hệ thống thông tin thị trường điện để đảm bảo có thể thu thập, truyền và công bố thông tin thị trường trong trường hợp Hệ thống thông tin thị trường điện chính bị sự cố hoặc không thể vận hành.
6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng, quản lý hệ thống bảo mật thông tin đảm bảo an toàn, bảo mật các thông tin thị trường điện.

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

1. Đơn vị phát điện, đơn vị mua buôn điện, Đơn vị truyền tải điện, đơn vị phân phối điện và đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin, số liệu phục vụ tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng, dự báo phụ tải năm, lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và tính toán thanh toán theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.
2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp và công bố thông tin, số liệu và các báo cáo vận hành thị trường điện cho các

thành viên tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Mức độ phân quyền truy cập thông tin được xác định theo chức năng của các đơn vị và được quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

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

- a) Thông tin về các thành viên tham gia thị trường điện;
- b) Dữ liệu về phụ tải của từng miền và hệ thống;
- c) Số liệu công suất phát của từng loại hình công nghệ phát điện và toàn hệ thống điện;
- d) Số liệu thống kê về giá thị trường;
- đ) Các thông tin khác được quy định trong Quy trình, quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

**Điều 120. Trách nhiệm đảm bảo tính chính xác của thông tin thị trường điện**

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

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

**Điều 121. Bảo mật thông tin thị trường điện**

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

- a) Thông tin về hợp đồng mua bán điện;
- b) Bản chào giá của đơn vị phát điện trước khi kết thúc ngày giao dịch;
- c) Các thông tin khác ngoài thẩm quyền.

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

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

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực hoặc cơ quan có thẩm quyền theo quy định của pháp luật.

*Handwritten marks:* "DN" and a signature.

2. Các thông tin tự tổng hợp, phân tích từ các thông tin công bố trên thị trường điện, không phải do các thành viên tham gia thị trường điện khác cung cấp sai quy định tại Điều 121 Thông tư này.

### **Điều 123. Lưu trữ thông tin thị trường điện**

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

## **Chương X**

### **GIÁM SÁT VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

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

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

a) Kết quả vận hành thị trường điện;

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

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

#### **Điều 125. Công bố thông tin vận hành thị trường điện**

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm định kỳ công bố thông tin vận hành thị trường điện theo quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống thông tin thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này với thời gian biểu cụ thể như sau:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 2. Phương thức cung cấp số liệu

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

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

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

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

## 3. Đảm bảo chất lượng dữ liệu

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

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

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

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

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

- b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 01 tại Phụ lục VI Thông tư này;
- c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;
- đ) Phương thức gửi báo cáo: Gửi qua hệ thống thư điện tử;
- e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 20 tháng M+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện tháng M;
- g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng tháng.

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

- a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;
- b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 02 tại Phụ lục VI Thông tư này;
- c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;
- đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:
  - Gửi qua hệ thống thư điện tử;
  - Gửi qua dịch vụ bưu chính.
- e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N.
- g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

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

- a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;
- b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 03 tại Phụ lục VI Thông tư này;
- c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;
- d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;
- đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:
  - Gửi qua hệ thống thư điện tử;
  - Gửi qua dịch vụ bưu chính.
- e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;
- g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

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

- a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;
- b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 04 tại Phụ lục VI Thông tư này;
- c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị mua điện tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh;
- d) Cơ quan nhận báo cáo: Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực;

 

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

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;
- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

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

g) Tần suất gửi báo cáo: Hàng năm.

## 5. Báo cáo đột xuất

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

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

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

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

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

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

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

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

### 1. Kiểm toán định kỳ

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

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

b) Các bước thực hiện tính toán;

c) Kết quả tính toán;

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

### 2. Kiểm toán đột xuất

Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực có quyền yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổ chức thực hiện kiểm toán đột xuất theo các nội dung và phạm vi kiểm toán cụ thể trong các trường hợp sau:

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

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

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập đủ năng lực thực hiện các nội dung kiểm toán thị trường điện trình Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực thông qua.

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

5. Chi phí kiểm toán

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

b) Đơn vị đề nghị kiểm toán chi trả trong trường hợp kiểm toán quy định tại điểm b khoản 2 Điều này.

6. Trong thời hạn 10 ngày tính từ ngày nhận được báo cáo kiểm toán do đơn vị kiểm toán gửi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cơ quan quản lý nhà nước về điện lực và các đơn vị liên quan.

## **Chương XI** **TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5  
1



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

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

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

#### **1. Nhiệm vụ**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- l) Phân tích và báo cáo giám sát thị trường và thông tin các bên liên quan;
- m) Tham gia xây dựng các quy trình, quy định liên quan trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- n) Các nhiệm vụ khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định.

## 2. Trách nhiệm

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

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

## 3. Quyền hạn

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Điều 132. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan**

1. Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm hoàn thiện các trang



thiết bị thông tin phù hợp với Hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Thông tư này.

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

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

### **Điều 133. Hiệu lực thi hành**

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

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

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

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

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

Nơi nhận: *ms*

- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng;
- Các Bộ, Cơ quan ngang Bộ, Cơ quan thuộc Chính phủ;
- UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Viện Kiểm sát Nhân dân Tối cao, Tòa án Nhân dân Tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Bộ trưởng;
- Các Thứ trưởng Bộ Công Thương;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Công báo;
- Website Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Các Tập đoàn: Điện lực Việt Nam, Dầu khí Quốc gia Việt Nam; Công nghiệp Than-Khoáng sản Việt Nam;
- Các Tổng công ty Phát điện;
- Các Tổng công ty Điện lực;
- Lưu: VT, PC, ĐTĐL (TTĐ).

**KT. BỘ TRƯỞNG  
THỨ TRƯỞNG**



**Trương Thanh Hoài**

