

THÔNG TƯ

Quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện

Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2019, được sửa đổi, bổ sung bởi:

1. Thông tư số 24/2019/TT-BCT ngày 14 tháng 11 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020;

2. Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 02 năm 2021.

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

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

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

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

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực;

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.¹

Chương I **QUY ĐỊNH CHUNG**

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là thị trường điện) và trách nhiệm của các đơn vị tham gia thị trường điện.
2. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng đối với các đơn vị tham gia thị trường điện sau đây:

1. Đơn vị mua buôn điện.
2. Đơn vị phát điện.
3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
4. Đơn vị truyền tải điện.

¹ Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện có căn cứ ban hành như sau:

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

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

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực,"

Thông tư số 57/2020/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện có căn cứ ban hành như sau:

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

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

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực;"

5. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này, các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện nhằm duy trì tần số của hệ thống điện ổn định trong phạm vi cho phép theo nguyên tắc vận hành kinh tế tổ máy phát điện.

2. *Bản chào giá* là bản chào bán điện năng lên thị trường điện của từng tổ máy, được đơn vị chào giá nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu bản chào giá quy định tại Thông tư này.

3. *Bản chào giá lập lịch* là bản chào giá được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chấp nhận để lập lịch huy động ngày tới, chu kỳ giao dịch tới.

4. *Bản chào mặc định* là bản chào giá được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng để lập lịch huy động ngày tới, chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp không nhận được bản chào giá hợp lệ của đơn vị phát điện.

5. *Bảng kê thanh toán* là bảng tính toán các khoản thanh toán cho đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và các đơn vị mua điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập cho mỗi ngày giao dịch và cho mỗi chu kỳ thanh toán.

6. *Can thiệp thị trường điện* là hành động thay đổi chế độ vận hành bình thường của thị trường điện mà Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải áp dụng để xử lý các tình huống quy định tại Khoản 1 Điều 64 Thông tư này.

7. *Chu kỳ thanh toán* là chu kỳ lập chứng từ, hoá đơn cho các khoản giao dịch trên thị trường điện trong khoảng thời gian 01 tháng, tính từ ngày 01 hàng tháng.

8. *Công suất công bố* là mức công suất sẵn sàng lớn nhất của tổ máy phát điện được đơn vị chào giá hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ công bố theo lịch vận hành thị trường điện.

9. *Công suất điều độ* là mức công suất của tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động thực tế trong chu kỳ giao dịch.

10. *Công suất huy động chu kỳ giao dịch tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho chu kỳ giao dịch đầu tiên trong lịch huy động chu kỳ giao dịch tới.

11. *Công suất huy động ngày tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho các chu kỳ giao dịch trong lịch huy động ngày tới theo kết quả lập lịch có ràng buộc.

12. *Công suất phát tăng thêm* là phần công suất chênh lệch giữa công suất điều độ và công suất được sắp xếp trong lịch tính giá thị trường của tổ máy phát điện.

13.² *Dịch vụ phụ trợ* là các dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, khởi động nhanh, dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen.

14.³ *Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số* bao gồm các dịch vụ điều tần và dịch vụ dự phòng quay.

15. *Điện năng phát tăng thêm* là lượng điện năng phát của tổ máy phát điện được huy động tương ứng với công suất phát tăng thêm.

16. *Đơn vị chào giá* là đơn vị trực tiếp nộp bản chào giá trong thị trường điện, bao gồm đơn vị phát điện hoặc các nhà máy điện được đăng ký chào giá trực tiếp và đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

17. *Đơn vị mua buôn điện* là đơn vị điện lực có chức năng mua buôn điện trên thị trường điện giao ngay (tại các điểm giao nhận giữa lưới truyền tải điện và lưới phân phối điện và tại các điểm giao nhận với các nhà máy điện trên lưới phân phối). Trong giai đoạn đầu vận hành thị trường điện, đơn vị mua buôn điện bao gồm 05 Tổng công ty Điện lực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (Tổng công ty Điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Thành phố Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh).

18. *Đơn vị mua điện* là đơn vị tham gia thị trường bán buôn điện với vai trò là bên mua điện, bao gồm đơn vị mua buôn điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

19. *Đơn vị nhập khẩu điện* là đơn vị điện lực có chức năng ký kết và quản lý các hợp đồng nhập khẩu điện, trong đó các điểm giao nhận nhập khẩu trên lưới điện truyền tải có đầu nối hoặc không đầu nối vào hệ thống điện quốc gia theo quy định.

20. *Đơn vị phát điện* là đơn vị sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện tham gia thị trường điện và ký hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện này với đơn vị mua điện.

21. *Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện và không áp dụng cơ chế thanh toán trên thị trường điện.

22. *Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện

² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 1 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

³ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

được chào giá, lập lịch huy động theo bản chào giá và tính toán thanh toán theo quy định tại Chương VIII Thông tư này.

23. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng* là đơn vị quản lý vận hành hệ thống thu thập, xử lý, lưu trữ số liệu đo đếm điện năng phục vụ thị trường điện, bao gồm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện, đơn vị truyền tải điện, đơn vị mua buôn điện theo phạm vi quản lý số liệu đo đếm của đơn vị.

24. *Đơn vị truyền tải điện* là đơn vị điện lực được cấp phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực truyền tải điện, chịu trách nhiệm quản lý, vận hành lưới điện truyền tải quốc gia.

25. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là đơn vị chỉ huy điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia, điều hành giao dịch thị trường điện.

26. *Đơn vị xuất khẩu điện* là đơn vị điện lực có chức năng ký kết và quản lý các hợp đồng xuất khẩu điện với điểm giao nhận xuất khẩu trên lưới điện truyền tải thuộc hệ thống điện quốc gia theo quy định.

27. *Giá công suất thị trường* là mức giá tính toán cho mỗi chu kỳ giao dịch và áp dụng để tính toán khoản thanh toán công suất cho các đơn vị phát điện trong thị trường điện.

28. *Giá sàn bản chào* là mức giá thấp nhất mà đơn vị chào giá được phép chào cho một tổ máy phát điện trong bản chào giá ngày tới.

29. *Giá điện năng thị trường* là mức giá cho một đơn vị điện năng xác định cho mỗi chu kỳ giao dịch, áp dụng để tính toán khoản thanh toán điện năng trong thị trường điện.

30. *Giá thị trường điện toàn phần* là tổng giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường của mỗi chu kỳ giao dịch.

31. *Giá trần bản chào* là mức giá cao nhất mà đơn vị chào giá được phép chào cho một tổ máy phát điện trong bản chào giá ngày tới.

32. *Giá trần thị trường điện* là mức giá điện năng thị trường cao nhất, được xác định cho từng năm.

33. *Giá trị nước* là mức giá biên kỳ vọng tính toán cho lượng nước tích trong các hồ thủy điện khi được sử dụng để phát điện thay thế cho các nguồn nhiệt điện trong tương lai, tính quy đổi cho một đơn vị điện năng.

34. *Hệ số suy giảm hiệu suất* là chỉ số suy giảm hiệu suất của tổ máy phát điện theo thời gian vận hành.

35. *Hệ số tải trung bình năm hoặc tháng* là tỷ lệ giữa tổng sản lượng điện năng phát trong 01 năm hoặc 01 tháng và tích của tổng công suất đặt với tổng số giờ tính toán hệ số tải năm hoặc tháng.

36. *Hệ thống thông tin thị trường điện* là hệ thống các trang thiết bị và cơ sở dữ liệu phục vụ quản lý, trao đổi thông tin thị trường điện do Đơn vị vận hành

hệ thống điện và thị trường điện quản lý.

37. *Hợp đồng mua bán điện* là hợp đồng mua bán điện ký kết giữa đơn vị mua điện với đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

38. *Lập lịch có ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối thiểu chi phí mua điện có xét đến các ràng buộc kỹ thuật trong hệ thống điện.

39. *Lập lịch không ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối thiểu chi phí mua điện không xét đến các ràng buộc trong hệ thống điện.

40. *Lịch huy động chu kỳ giao dịch tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho chu kỳ giao dịch tới và các chu kỳ giao dịch trong 03 giờ liền kề sau đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố.

41. *Lịch huy động ngày tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho các chu kỳ giao dịch của ngày giao dịch tới do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

42. *Lịch tính giá điện năng thị trường* là lịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập sau ngày giao dịch hiện tại để xác định giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch.

43. *Mô hình mô phỏng thị trường điện* là hệ thống các phần mềm mô phỏng huy động các tổ máy phát điện và tính giá điện năng thị trường được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần.

44. *Mô hình tính toán giá trị nước* là hệ thống các phần mềm tối ưu thủy nhiệt điện để tính toán giá trị nước được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần.

45. *Mức nước giới hạn* là mức nước thượng lưu thấp nhất của hồ chứa thủy điện cuối mỗi tháng trong năm hoặc cuối mỗi tuần trong tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố theo Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

46. *Mức nước tối ưu* là mức nước thượng lưu của hồ chứa thủy điện vào thời điểm cuối mỗi tháng hoặc cuối mỗi tuần, đảm bảo việc sử dụng nước cho mục đích phát điện đạt hiệu quả cao nhất và đáp ứng các yêu cầu ràng buộc, do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố.

47. *Năm N* là năm hiện tại vận hành thị trường điện, được tính theo năm dương lịch.

48. *Ngày D* là ngày giao dịch hiện tại.

49. Ngày giao dịch là ngày diễn ra các hoạt động giao dịch thị trường điện, tính từ 00h00 đến 24h00 hàng ngày.

50. Nhà máy điện BOT là nhà máy điện được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao thông qua hợp đồng giữa nhà đầu tư và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

51. Nhà máy điện mới tốt nhất là nhà máy nhiệt điện mới đưa vào vận hành có giá phát điện bình quân tính toán cho năm tới thấp nhất và giá hợp đồng mua bán điện được thoả thuận căn cứ theo khung giá phát điện cho nhà máy điện chuẩn do Bộ Công Thương ban hành. Nhà máy điện mới tốt nhất được lựa chọn hàng năm để sử dụng trong tính toán giá công suất thị trường.

52. Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu là nhà máy thủy điện trong danh mục nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và danh mục nhà máy điện phối hợp vận hành với nhà máy điện lớn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh do Bộ Công Thương phê duyệt.

53. Nhà máy điện được phân bổ hợp đồng là 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 theo quy định tại Khoản 2 Điều 40 Thông tư này.

54. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang là tập hợp các nhà máy thủy điện, trong đó lượng nước xả từ hồ chứa của nhà máy thủy điện bậc thang trên chiếm toàn bộ hoặc phần lớn lượng nước về hồ chứa nhà máy thủy điện bậc thang dưới và giữa hai nhà máy điện này không có hồ chứa điều tiết nước lớn hơn 01 tuần.

55. Nút giao dịch là vị trí được sử dụng để xác định sản lượng điện năng giao nhận cho các giao dịch mua bán điện trên thị trường điện giao ngay trong thị trường điện.

56. Phần mềm lập lịch huy động là hệ thống phần mềm được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng để lập lịch huy động ngày tới và chu kỳ giao dịch tới cho các tổ máy phát điện trong thị trường điện.

57. Phụ tải hệ thống là tổng sản lượng điện năng của toàn hệ thống điện tính quy đổi về đầu cực các tổ máy phát điện và sản lượng điện năng nhập khẩu trong một chu kỳ giao dịch trừ đi sản lượng của các nhà máy phát điện có tổng công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 30MW không tham gia thị trường điện và sản lượng của các nhà máy thủy điện bậc thang trên cùng một dòng sông thuộc một đơn vị phát điện có tổng công suất đặt nhỏ hơn hoặc bằng 60MW (áp dụng điều kiện áp dụng quy định về biểu giá chi phí tránh được do Bộ Công Thương ban hành).

58. Sản lượng kế hoạch năm là sản lượng điện năng của nhà máy điện dự kiến được huy động trong năm tới.

59. Sản lượng kế hoạch tháng là sản lượng điện năng của nhà máy điện dự kiến được huy động các tháng trong năm.

60. Suất hao nhiệt là lượng nhiệt năng tiêu hao của tổ máy hoặc nhà máy

điện để sản xuất ra một đơn vị điện năng.

61. *Thanh toán phát ràng buộc* là khoản thanh toán mà đơn vị phát điện được nhận cho lượng điện năng phát tăng thêm.

62. *Tháng M* là tháng hiện tại vận hành thị trường điện, được tính theo tháng dương lịch.

63. *Thị trường điện giao ngay* là thị trường thực hiện lập lịch huy động, tính toán giá thị trường theo bản chào và thanh toán theo từng chu kỳ giao dịch trong ngày cho các giao dịch mua bán điện năng giữa các đơn vị phát điện và các đơn vị mua điện.

64. *Thiếu công suất* là tình huống khi tổng công suất công bố của tất cả các đơn vị phát điện nhỏ hơn nhu cầu phụ tải hệ thống dự báo trong một chu kỳ giao dịch.

65. *Thông tin bảo mật* là các thông tin mật theo quy định của pháp luật hoặc theo thỏa thuận giữa các bên.

66. *Thông tin thị trường* là toàn bộ dữ liệu và thông tin liên quan đến các hoạt động của thị trường điện.

67. *Thời điểm chấm dứt chào giá* là thời điểm mà sau đó các đơn vị phát điện không được phép thay đổi bản chào giá ngày tới, trừ các trường hợp được quy định tại Điều 47 trong Thông tư này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá cho ngày D là 11h30 của ngày D-1.

68. *Thứ tự huy động* là kết quả sắp xếp các dải công suất trong bản chào theo nguyên tắc về giá từ thấp đến cao có xét đến các ràng buộc của hệ thống điện.

69. *Thừa công suất* là tình huống khi tổng lượng công suất được chào ở mức giá sàn của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và công suất dự kiến huy động của các nhà máy điện thuộc các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố tại một miền hoặc cả hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải miền hoặc phụ tải hệ thống dự báo.

70. *Tổng số giờ tính toán hệ số tải năm* là tổng số giờ của cả năm N đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ năm N-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết năm đối với các tổ máy đưa vào vận hành thương mại trong năm N, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong năm N.

71. *Tổng số giờ tính toán hệ số tải tháng* là tổng số giờ của tháng M đối với các tổ máy đã vào vận hành thương mại từ tháng M-1 trở về trước hoặc là tổng số giờ tính từ thời điểm vận hành thương mại của tổ máy đến hết tháng đối với các tổ máy đưa vào vận hành trong tháng M, trừ đi thời gian sửa chữa của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt trong tháng M.

72. *Tổ máy khởi động chậm* là tổ máy phát điện không có khả năng khởi động và hoà lưới trong thời gian nhỏ hơn 30 phút.

73. *Tuần T* là tuần hiện tại vận hành thị trường điện.

74. *Vị trí đo đếm* là vị trí đặt hệ thống đo đếm điện năng để xác định sản lượng điện năng giao nhận phục vụ thanh toán thị trường điện tuân thủ theo Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác có liên quan.

Chương II ĐĂNG KÝ THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 4. Trách nhiệm tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện

1. Nhà máy điện có giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện, có công suất đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào hệ thống điện quốc gia có trách nhiệm hoàn thành thủ tục đăng ký và trực tiếp tham gia thị trường điện, trừ các nhà máy điện được quy định tại Khoản 3 Điều này.

2. Nhà máy điện có công suất đặt đến 30MW đấu nối lưới điện cấp điện áp từ 110kV trở lên (trừ các trường hợp quy định tại Điểm a, Điểm c, Điểm d, Điểm đ, Điểm e Khoản 3 Điều này) và nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW được quyền lựa chọn tham gia thị trường điện. Trường hợp lựa chọn tham gia thị trường điện, nhà máy điện có trách nhiệm:

a) Chuẩn bị cơ sở hạ tầng theo quy định tại Khoản 4 Điều này;

b) Hoàn thiện và nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều 7 Thông tư này;

c) Tuân thủ các yêu cầu đối với đơn vị phát điện tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và các văn bản quy phạm pháp luật có liên quan.

3. Các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Nhà máy điện BOT;

b) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện (trừ trường hợp quy định tại Khoản 2 Điều này);

c) Nhà máy điện tuabin khí có các ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí để đảm bảo lợi ích quốc gia;

d) Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng điện lên hệ thống điện quốc gia;

đ) Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

e) Các nguồn điện nhập khẩu.

4. Trước ngày 01 tháng 11 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và báo cáo Cục Điều tiết điện lực danh sách các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch và các đơn vị mua điện trong thị trường điện trong năm N để công bố cho các thành

viên tham gia thị trường điện.

5. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư, hoàn thiện hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện (bao gồm: Hệ thống chào giá, hệ thống quản lý lệnh điều độ, hệ thống hỗ trợ thanh toán thị trường điện, hệ thống mạng kết nối thông tin nội bộ thị trường điện), hệ thống SCADA/EMS, hệ thống đo đếm điện năng và chữ ký số đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện và các hệ thống khác theo quy định.

Điều 5. Trách nhiệm tham gia thị trường điện đối với đơn vị mua buôn điện

1. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm đăng ký tham gia thị trường điện trong trường hợp mua điện tại các vị trí đo đếm thuộc phạm vi thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 70 Thông tư này.

2. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm đầu tư, hoàn thiện hệ thống trang thiết bị để đấu nối vào hệ thống thông tin thị trường điện, hệ thống đo đếm điện năng, hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý và chữ ký số đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện và các hệ thống khác theo quy định.

Điều 6. Thời điểm tham gia thị trường điện

1. Đối với đơn vị phát điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, đơn vị mua buôn điện tham gia thị trường bán buôn điện thí điểm: Tiếp tục tham gia thị trường bán buôn điện từ ngày thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức vận hành.

2. Đối với các trường hợp khác

a) Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện từ:

- Ngày đầu tiên của tháng M nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận trước ngày 20 tháng M-1;

- Ngày đầu tiên của tháng M+1 nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận từ ngày 20 đến ngày cuối cùng của tháng M-1.

b) Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện từ ngày thực hiện giao nhận, mua điện từ lưới điện truyền tải.

Điều 7. Đăng ký tham gia thị trường điện⁴

a) 1. Đối với Đơn vị phát điện

⁴ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 3 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

b) Đơn vị phát điện tham gia thị trường điện khi đáp ứng đủ các yêu cầu sau:

- Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện còn hiệu lực;
- Hoàn thành nghiệm thu đưa vào vận hành các hệ thống theo quy định tại Khoản 5 Điều 4 Thông tư này;
- Hoàn thành ký kết hợp đồng mua bán điện và văn bản công nhận ngày vận hành thương mại của nhà máy điện;
- Thỏa thuận thống nhất về đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang (trong trường hợp Đơn vị phát điện là đại diện cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang).

c) Trước 07 ngày làm việc kể từ ngày chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 6 Thông tư này, Đơn vị phát điện có trách nhiệm gửi 01 bộ hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện cho từng nhà máy điện về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện qua trang thông tin điện tử thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị về thành phần hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của Đơn vị phát điện.

2. Đối với Đơn vị mua buôn điện

a) Đơn vị mua buôn điện tham gia thị trường điện khi đáp ứng các yêu cầu sau:

- Giấy phép hoạt động điện lực còn hiệu lực;
- Đáp ứng các quy định về đo đếm điện năng tại các điểm đo đếm ranh giới giao nhận của đơn vị theo quy định;
- Hoàn thành nghiệm thu đưa vào vận hành hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý của đơn vị, hệ thống mạng kết nối thông tin nội bộ thị trường điện và chữ ký số.

b) Trước 07 ngày làm việc kể từ ngày chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 6 Thông tư này, Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm gửi 01 bộ hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện qua trang thông tin điện tử thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị về thành phần hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của Đơn vị mua buôn điện.

Điều 8. Kiểm tra hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1. Trong thời hạn 02 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính đầy đủ của hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện và yêu cầu đơn vị đăng ký bổ sung, hoàn thiện hồ sơ nếu hồ sơ chưa đáp ứng theo quy định tại a) Thông tư này.

2. Trong thời hạn 03 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra hồ sơ, đánh giá khả năng chính thức tham gia thị trường điện của đơn vị.

3. Trường hợp đơn vị đăng ký tham gia thị trường điện đã đáp ứng đầy đủ các điều kiện tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lực có trách nhiệm thông báo cho đơn vị đăng ký và công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện ít nhất 24 giờ trước thời điểm đơn vị này chính thức tham gia thị trường điện.

Điều 9. Thông tin thành viên tham gia thị trường điện

1. Thành viên thị trường có trách nhiệm đăng ký các thông tin chung về đơn vị cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng và công bố các yêu cầu chi tiết về thông tin đăng ký tham gia thị trường áp dụng cho từng loại hình thành viên thị trường điện.

3. Đăng ký công tơ đo đếm và điểm đấu nối

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thiết lập và duy trì thông tin đăng ký của các công tơ và các điểm đấu nối thuộc phạm vi giao dịch trong thị trường điện;

b) Đối với từng công tơ đo đếm, thông tin đăng ký phải thể hiện rõ đơn vị chịu trách nhiệm quản lý, vận hành công tơ, đơn vị chịu trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm từ công tơ;

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phối hợp với đơn vị thành viên thị trường có liên quan thực hiện xác nhận các điểm đấu nối và công tơ đo đếm tại điểm đấu nối của từng đơn vị thành viên thị trường điện;

d) Trường hợp có thay đổi về sở hữu hoặc trách nhiệm đối với điểm đấu nối, đơn vị thành viên thị trường điện có liên quan phải thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ, cập nhật thông tin đăng ký của tất cả các đơn vị thành viên thị trường điện.

5. Trường hợp có thay đổi về thông tin đăng ký, đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm thông báo với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các thay đổi này.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và công bố các thông tin đăng ký tham gia thị trường của các thành viên thị trường điện, bao gồm cả các thay đổi; lưu trữ đầy đủ các thông tin, dữ liệu quá khứ.

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực khi có đăng ký tham gia thị trường điện hoặc khi có thay đổi liên quan đến việc tham gia của các đơn vị thành viên thị trường điện, bao gồm: Tình hình đăng ký tham gia và kết quả thẩm định hồ sơ đăng ký tham

gia của các đơn vị thành viên mới, các thay đổi về thông tin đăng ký hoặc ngừng tham gia thị trường điện của các đơn vị thành viên thị trường điện.

Điều 10. Chấm dứt tham gia thị trường điện

1. Các trường hợp chấm dứt tham gia thị trường điện

a) Nhà máy điện chấm dứt tham gia thị trường điện trong các trường hợp sau:

- Theo đề nghị của đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện trong các trường hợp sau:

+ Nhà máy điện ngừng vận hành hoàn toàn;

+ Nhà máy điện không duy trì và không có khả năng khôi phục lại công suất đặt lớn hơn 30 MW trong thời hạn 01 năm.

- Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện của nhà máy điện bị thu hồi hoặc hết hiệu lực.

b) Đơn vị mua buôn điện không tiếp tục mua điện tại các điểm giao nhận thuộc phạm vi thị trường điện hoặc Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn, bán lẻ điện bị thu hồi hoặc hết hiệu lực.

2. Trường hợp giấy phép hoạt động điện lực bị thu hồi, thời điểm ngừng tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện hoặc đơn vị mua buôn điện được tính từ thời điểm giấy phép hoạt động điện lực bị thu hồi theo quyết định của cơ quan có thẩm quyền. Trong các trường hợp còn lại, trong thời hạn ít nhất 30 ngày trước thời điểm muốn chấm dứt tham gia thị trường điện, đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm gửi văn bản đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện cho Đơn vị vận hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trong thời hạn 10 ngày tính từ ngày nhận được văn bản thông báo đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện của đơn vị thành viên thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xem xét, quyết định và thông báo cho Cục Điều tiết điện lực để giám sát thực hiện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu trữ hồ sơ, thông báo trên trang thông tin điện tử thị trường điện về việc chấm dứt tham gia thị trường điện của đơn vị thành viên thị trường điện.

Điều 11. Xử lý các trường hợp không đăng ký tham gia thị trường điện

1. Đối với nhà máy điện đã được cấp giấy phép hoạt động điện lực và phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này nhưng đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện này không hoàn thành đăng ký tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không huy động nhà máy điện này phát điện lên lưới điện quốc gia, trừ trường hợp sau:

a) Xảy ra tình trạng hệ thống điện mất cân bằng cung cầu;

b) Đảm bảo yêu cầu về nhu cầu nước hạ du theo quy định của quy trình vận hành liên hồ chứa, quy trình vận hành đơn hồ hoặc theo yêu cầu của cơ quan nhà

nước có thẩm quyền (đối với các nhà máy thủy điện);

c) Chống xả tràn (đối với các nhà máy thủy điện).

2. Trong trường hợp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động theo quy định tại Khoản 1 Điều này, đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

Chương III NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 12. Ngày giao dịch, chu kỳ giao dịch, chu kỳ điều độ

1. Ngày giao dịch được tính từ thời điểm 00h00 đến 24h00 của ngày dương lịch.

2. Chu kỳ giao dịch là 60 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi giờ trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Cục Điều tiết điện lực xem xét giảm chu kỳ giao dịch xuống 30 phút.

3. Chu kỳ điều độ là 60 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi giờ trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Cục Điều tiết điện lực xem xét giảm chu kỳ điều độ xuống 30 phút đồng bộ với việc giảm chu kỳ giao dịch tại Khoản 2 Điều này.

Điều 13. Nút giao dịch mua bán điện

1. Nút giao dịch mua bán điện của từng đơn vị tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Đối với đơn vị phát điện, nút giao dịch của đơn vị này được tính tại điểm giao nhận điện của nhà máy điện thuộc sở hữu của đơn vị với hệ thống điện quốc gia;

b) Đối với đơn vị mua buôn điện, nút giao dịch của đơn vị này được tính tại:

- Điểm giao nhận giữa lưới truyền tải điện và lưới phân phối điện của đơn vị mua điện;

- Điểm giao nhận (nếu có) giữa các nhà máy điện tham gia thị trường điện và lưới phân phối điện của đơn vị mua điện;

- Điểm giao nhận trên lưới phân phối với đơn vị mua điện khác tham gia thị trường điện.

2. Đơn vị phát điện, đơn vị mua điện phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nút giao dịch của đơn vị trong quá trình đăng ký tham gia thị trường điện. Trường hợp có thay đổi về các nút giao dịch hiện có, bổ sung các nút giao dịch mới, đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm thông báo thông tin này 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 phối hợp với đơn vị liên quan trong việc lập, quản lý và công bố danh mục các nút giao dịch tương ứng với từng thành viên tham gia thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với các đơn vị liên quan trong việc lập và quản lý danh mục công tơ đo đếm cho từng nút giao dịch để xác định sản lượng điện năng giao dịch trong thị trường tại nút giao dịch đó trong từng chu kỳ giao dịch.

Điều 14. Giới hạn giá chào

1. Giá chào của các tổ máy phát điện trên thị trường điện được giới hạn từ giá sàn bản chào đến giá trần bản chào.

2. Đối với tổ máy nhiệt điện

a) Giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện được xác định hàng năm, điều chỉnh hàng tháng và được tính toán căn cứ trên các yếu tố sau:

- Suất hao nhiệt của tổ máy phát điện;
- Hệ số suy giảm hiệu suất theo thời gian vận hành của tổ máy phát điện;
- Giá nhiên liệu;
- Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

b) Giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh.

3. Đối với tổ máy thủy điện

a) Giá trần bản chào của tổ máy thủy điện được quy định tại Điều 43 Thông tư này;

b) Giá sàn bản chào của tổ máy thủy điện là 0 đồng/kWh.

Điều 15. Giá thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

1. Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sau thời điểm vận hành căn cứ trên phương pháp lập lịch không ràng buộc;

b) Không vượt quá giá trần thị trường điện.

2. Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới và không thay đổi trong năm áp dụng;

b) Tính toán trên nguyên tắc đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí biến đổi và chi phí cố định.

3. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện được tính bằng tổng của 02 thành phần sau:

a) Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện;

b) Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện.

Điều 16. Xác định sản lượng hợp đồng⁵

1. Quy định chung

a) Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm thỏa thuận, thống nhất và quy định trong hợp đồng mua bán điện về tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong khung quy định tại Điểm b Khoản này hoặc sản lượng hợp đồng năm (hoặc từng năm trong chu kỳ nhiều năm);

Căn cứ sản lượng hợp đồng năm đã thống nhất trong hợp đồng mua bán điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện tính toán và thống nhất về việc phân bổ sản lượng hợp đồng vào từng tháng trong năm. Trường hợp các bên không thống nhất về sản lượng hợp đồng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán sản lượng hợp đồng tháng theo quy định tại Thông tư này.

b) Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng không cao hơn 100% và không thấp hơn 60%;

c) Đối với nhà máy điện có ràng buộc về bao tiêu nhiên liệu và có văn bản của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền cho phép chuyển ngang các quy định bao tiêu nhiên liệu của nhà máy điện trong hợp đồng cung cấp nhiên liệu sang hợp đồng mua bán điện: Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm thỏa thuận, thống nhất về sản lượng hợp đồng năm, trong đó sản lượng hợp đồng năm không thấp hơn sản lượng điện năng tương ứng với lượng bao tiêu nhiên liệu của nhà máy điện và có xét đến khả dụng của nhà máy điện trong năm.

2. Đối với nhà máy điện đã ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam:

a) Sản lượng hợp đồng năm:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thống nhất về tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho năm N+1 (chưa thống nhất về sản lượng hợp đồng năm và sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm N+1) theo Điểm a Khoản 1 Điều này: Trước ngày 15 tháng 11 năm N, các đơn vị cung cấp số liệu này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thực hiện tính toán sản lượng hợp đồng năm N+1 theo quy định tại Khoản 1 Điều 27 Thông tư này;

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thống nhất về sản lượng hợp đồng năm N+1 (chưa thống nhất về sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm N+1) theo Điểm a Khoản 1 Điều này: Trước ngày 15 tháng 11 năm N, các đơn vị cung cấp số liệu này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thực hiện tính toán sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm

⁵ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 4 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

N+1 theo quy định tại Khoản 2 Điều 27 Thông tư này;

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam không thống nhất về tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng năm N+1 và sản lượng hợp đồng năm N+1 để cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 15 tháng 11 năm N: Thực hiện theo quy định tại Khoản 5 Điều này.

b) Sản lượng hợp đồng tháng:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thống nhất về sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm theo Điểm a Khoản 1 Điều này: Trước ngày 15 tháng 11 năm N, các đơn vị cung cấp số liệu sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm N+1 cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phân bổ sản lượng hợp đồng vào từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại Điều 38 Thông tư này. Trong năm N+1, trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam có thỏa thuận, thống nhất về điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng M, các đơn vị có trách nhiệm cung cấp sản lượng hợp đồng điều chỉnh này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 20 tháng M-1;

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam không thống nhất về sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm: Căn cứ sản lượng hợp đồng năm quy định tại Điểm a Khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán sản lượng hợp đồng tháng theo quy định tại Khoản 2 Điều 27 Thông tư này để Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thực hiện.

c) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch căn cứ theo sản lượng hợp đồng tháng quy định tại Điểm b Khoản này và theo nguyên tắc quy định tại Điều 38 Thông tư này.

3. Đối với nhà máy điện đã ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, được phân bổ cho Đơn vị mua buôn điện và nhà máy điện đã ký hợp đồng với đơn vị mua buôn điện:

a) Sản lượng hợp đồng năm và tháng của nhà máy điện tuân thủ quy định tại Khoản 1 Điều này và tính toán theo các nguyên tắc quy định tại Khoản 2 Điều này;

b) Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện không thống nhất về tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng và sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện: Thực hiện theo quy định tại Khoản 5 Điều này;

c) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng hợp đồng tháng vào các chu kỳ giao dịch trong tháng thực hiện theo quy định tại Điều 40 Thông tư này;

4. Đối với nhà máy điện mới (vận hành thương mại sau thời điểm Thông tư này có hiệu lực):

a) Trước ngày vận hành thương mại dự kiến của nhà máy điện 90 ngày, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm thoả thuận, thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng hoặc sản lượng hợp đồng năm theo quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này;

b) Sản lượng hợp đồng tháng:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thoả thuận, thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm: Trước ngày 20 tháng M, các đơn vị cung cấp số liệu sản lượng hợp đồng tháng M+1 cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phân bổ sản lượng hợp đồng vào từng chu kỳ giao dịch trong tháng M+1;

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện không thống nhất về sản lượng hợp đồng từng tháng trong năm: Căn cứ sản lượng hợp đồng năm quy định tại Điểm a Khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán sản lượng hợp đồng tháng theo quy định tại Khoản 2 Điều 27 Thông tư này.

c) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch: Trừ trường hợp có thoả thuận khác trong hợp đồng mua bán điện, sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng hợp đồng tháng vào các chu kỳ giao dịch trong tháng theo quy định tại Điều 38 và Điều 40 Thông tư này.

5. Đối với nhà máy điện đã ký hợp đồng nhưng không thống nhất được tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng hoặc sản lượng hợp đồng năm N+1 với Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc Đơn vị mua buôn điện theo quy định tại Khoản 1 Điều này để cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 15 tháng 11 năm N:

a) Đơn vị phát điện, Đơn vị mua điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 20 tháng 11 hàng năm về các nội dung sau:

- Các vấn đề mà hai đơn vị chưa thống nhất, lập luận của đơn vị về các vấn đề chưa thống nhất;

- Tổng hợp sản lượng điện thực phát, sản lượng điện hợp đồng trong 05 năm gần nhất;

- Các bất thường dự kiến trong năm kế tiếp;

- Đề xuất của đơn vị về tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và sản lượng hợp đồng.

b) Căn cứ báo cáo của Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất các phương án tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng trong năm tới theo quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này và báo cáo Cục Điều tiết điện lực;

c) Cục Điều tiết điện lực chủ trì, tổ chức làm việc với Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện để các đơn vị thương lượng và thỏa thuận về tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng hoặc sản lượng hợp đồng năm theo quy định tại Khoản 1 Điều này;

d) Trường hợp các bên vẫn không thống nhất tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng hoặc sản lượng hợp đồng năm: Trước ngày 10 tháng 12 năm N, căn cứ kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tại Điểm b Khoản này, Cục Điều tiết điện lực công bố tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng năm N+1 để các bên thực hiện trong giai đoạn chưa thống nhất trong hợp đồng mua bán điện:

- Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do Cục Điều tiết điện lực công bố trong khung quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này;

- Căn cứ tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do Cục Điều tiết điện lực công bố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng hợp đồng năm và tháng theo quy định tại Điều 27 Thông tư này và thông báo cho Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện để thực hiện theo các quy định vận hành thị trường điện tại Thông tư này;

d) Trong giai đoạn áp dụng tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng theo công bố của Cục Điều tiết điện lực, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện tiếp tục thỏa thuận về sản lượng hợp đồng các tháng còn lại trong năm. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện đạt được thỏa thuận về sản lượng hợp đồng các tháng còn lại trong năm và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: Các đơn vị báo cáo Cục Điều tiết điện lực về sản lượng hợp đồng đã thống nhất và thời gian thực hiện;

e) Trước ngày 15 tháng 6 của năm vận hành, Cục Điều tiết điện lực chủ trì, tổ chức làm việc với Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện chưa đạt được thỏa thuận về sản lượng hợp đồng để các bên làm rõ các phương án của mỗi bên, thương lượng và thỏa thuận thống nhất về sản lượng hợp đồng các tháng còn lại trong năm. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện tiếp tục không thống nhất:

- Tiếp tục áp dụng tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng tạm thời do Cục Điều tiết điện lực công bố tại Điểm d Khoản này đến khi hai bên thỏa thuận được hoặc đến hết năm vận hành tùy theo điều kiện nào đến trước;

- Tiếp tục thỏa thuận về tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và sản

lượng hợp đồng. Trường hợp hai bên đạt được thoả thuận thống nhất, các đơn vị thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo thời gian biểu của vận hành kế hoạch vận hành thị trường điện tháng và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

6. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng:

a) Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về sản lượng hợp đồng tháng, hoặc các nội dung về điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng (các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh) trước tháng vận hành: Việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng được thực hiện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện, không thuộc phạm vi áp dụng của Thông tư này. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện;

- Trường hợp sản lượng hợp đồng tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán theo quy định tại Khoản 2 Điều 27 Thông tư này và không có thoả thuận khác trong hợp đồng mua bán điện về điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng: Việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng được thực hiện theo các nguyên tắc quy định tại Điều 37 Thông tư này.

b) Điều chỉnh sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch hoặc các nội dung về điều chỉnh sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch (các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh): Việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch được thực hiện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện;

- Trường hợp sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán theo quy định tại Điều 38 và Điều 40 Thông tư này và không có thoả thuận khác trong hợp đồng mua bán điện về điều chỉnh sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch: Việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch được thực hiện theo các nguyên tắc quy định tại Điều 39 Thông tư này.

Chương IV **KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

Mục 1 **KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NĂM TỚI**

Điều 17. Kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các nội dung sau:

- a) Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất;
- b) Tính toán giá công suất thị trường;
- c) Tính toán giá trị nước và mức nước tối ưu của các hồ chứa thủy điện;
- d) Tính toán giới hạn giá bán chào của tổ máy nhiệt điện;
- đ) Xác định các phương án giá trần thị trường điện;
- e) Tính toán sản lượng kế hoạch, sản lượng hợp đồng năm và phân bổ sản lượng hợp đồng năm vào các tháng trong năm của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường điện để tính toán các nội dung quy định tại Khoản 1 Điều này. Thông số đầu vào sử dụng trong mô phỏng thị trường điện của các tổ máy nhiệt điện là chi phí biến đổi của tổ máy được xác định tại Khoản 3 Điều này, các đặc tính thủy văn, đặc tính kỹ thuật của nhà máy thủy điện và các ràng buộc về dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

3. Chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện được xác định như sau:

- a) Trường hợp xác định được giá trị suất hao nhiệt theo hợp đồng mua bán điện, chi phí biến đổi của tổ máy xác định như sau:

$$VC_b = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^k$$

Trong đó:

VC_b : Chi phí biến đổi của tổ máy (đồng/kWh);

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính (than, khí) của nhà máy điện (đồng/kWh);

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ (dầu) của nhà máy điện (đồng/kWh);

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện (đồng/kWh).

- Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{nlc}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện (đồng/kWh);

HR_{bq}^{nlc} : Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu chính của tổ máy phát điện

quy định trong trong hợp đồng mua bán điện (kg/kWh hoặc BTU/kWh hoặc kcal/kWh).

P_b^{nc} : Giá nhiên liệu chính bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg).

- Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{np} = HR_{bq}^{np} \times P_b^{np}$$

Trong đó:

VC_b^{np} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện (đồng/kWh);

HR_{bq}^{np} : Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu phụ theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện trên cơ sở thông số của nhà chế tạo thiết bị (kg/kWh);

P_b^{np} : Giá nhiên liệu phụ bao gồm cả cước vận chuyển và các loại phí khác theo quy định (đồng/kg).

- Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu (chính, phụ) do đơn vị mua điện cung cấp và được hiệu chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất. Trường hợp suất hao nhiệt trong hợp đồng là suất hao nhiệt bình quân cả đời dự án thì không điều chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất. Trong trường hợp hợp đồng mua bán điện chỉ có đường đặc tính suất hao tại các mức tải thì suất hao nhiệt của tổ máy được xác định tại mức tải tương ứng với sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

Trường hợp tổ máy nhiệt điện không có suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện thì xác định bằng suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm theo công nghệ phát điện và công suất đặt và cùng nhà chế tạo. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán suất tiêu hao nhiên liệu hoặc suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn;

- Hệ số suy giảm hiệu suất của tổ máy nhiệt điện được xác định bằng hệ số suy giảm hiệu suất trong hợp đồng mua bán điện do đơn vị mua điện cung cấp.

Trường hợp không có số liệu hệ số suy giảm hiệu suất trong hợp đồng mua bán điện, áp dụng hệ số suy giảm hiệu suất của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm với nhà máy điện đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

- Thành phần giá biến đổi khác của nhà máy điện VC_b^k (đồng/kWh) được xác định theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

b) Trường hợp không có suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện đã ký, chi phí biến đổi của tổ máy được xác định bằng giá biến đổi năm N (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) trong hợp đồng mua bán điện có cập nhật các yếu tố ảnh hưởng đến giá biến đổi của năm N. Đối với nhà máy điện chưa ký hợp

đồng mua bán điện, giá biến đổi năm được tính theo nhà máy điện đã ký hợp đồng mua bán điện có công nghệ phát điện và công suất đặt tương đương;

c) Các thành phần giá và chi phí được sử dụng trong tính toán giá biến đổi hoặc chi phí biến đổi năm N được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N được cơ quan có thẩm quyền công bố hoặc hướng dẫn xác định;

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N trong hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Giá nhiên liệu căn cứ theo hồ sơ thanh toán tiền điện của 03 tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch năm N và có xét đến các yếu tố ảnh hưởng đến giá nhiên liệu của năm N. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch năm N chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu theo hợp đồng mua bán nhiên liệu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn theo quy định của hợp đồng mua bán nhiên liệu.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thẩm định và báo cáo Cục Điều tiết điện lực phê duyệt kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới (bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán) trước ngày 15 tháng 11 hàng năm.

5. Trong trường hợp giá than và giá khí cho phát điện có sự biến động lớn so với thời điểm phê duyệt kế hoạch vận hành năm tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cập nhật số liệu và tính toán lại kế hoạch vận hành các tháng còn lại trong năm trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thẩm định và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

Điều 18. Phân loại nhà máy thủy điện

1. Các nhà máy thủy điện trong thị trường điện được phân loại cụ thể như sau:

a) Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

b) Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang;

c) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần;

d) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần;

đ) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày;

e) Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần, nếu sản lượng điện trong Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện năm tới do Bộ Công Thương ban hành hàng năm thấp hơn 65% sản lượng điện bình quân nhiều năm, thì việc tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó được áp dụng như đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày theo quy định tại Thông tư này.

Đối với nhà máy thủy điện sử dụng nước từ hồ chứa thủy lợi để phát điện và có các yêu cầu đặc biệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền thì Cục Điều tiết

điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương xem xét quyết định hình thức tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó.

2. Hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại, cập nhật danh sách nhà máy thủy điện quy định tại Khoản 1 Điều này.

Điều 19. Dự báo phụ tải cho lập kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo phụ tải để phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới theo phương pháp quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo phụ tải phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới bao gồm:

- a) Tổng nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải từng miền Bắc, Trung, Nam cho cả năm và từng tháng trong năm;
- b) Biểu đồ phụ tải các ngày điển hình các miền Bắc, Trung, Nam và toàn hệ thống điện quốc gia các tháng trong năm;
- c) Công suất cực đại, cực tiểu của phụ tải hệ thống điện quốc gia trong từng tháng.

2. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm dự báo phụ tải năm tới và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 20. Dịch vụ phụ trợ cho kế hoạch vận hành năm tới

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

- a) Điều khiển tần số thứ cấp;
- b) Khởi động nhanh;
- c) Điều chỉnh điện áp;
- d) Khởi động đen;
- đ) Dự phòng vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành

Điều 21. Phân loại tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh theo quy định tại Thông tư này.

⁶ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 5 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình năm của các tổ máy phát điện.

3. Căn cứ hệ số tải trung bình năm từ kết quả mô phỏng, các tổ máy được phân loại thành 03 nhóm sau:

a) Nhóm tổ máy chạy nền: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm lớn hơn hoặc bằng 60%;

b) Nhóm tổ máy chạy lưng: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm lớn hơn 25% và nhỏ hơn 60%;

c) Nhóm tổ máy chạy đỉnh: Bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình năm nhỏ hơn hoặc bằng 25%.

Điều 22. Xác định giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện

1. Trường hợp xác định được giá trị suất hao nhiệt

a) Giá trần bán chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1 + K_{DC}) \times (P_{NLC} \times HR_C + P_{NLP} \times HR_P + P_{khac}^{bd})$$

Trong đó:

P_{tr} : Giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện (đồng/kWh);

K_{DC} : Hệ số điều chỉnh giá trần theo kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện. Đối với tổ máy nhiệt điện chạy nền $K_{DC} = 0\%$; tổ máy nhiệt điện chạy lưng $K_{DC} = 5\%$; tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh $K_{DC} = 20\%$;

P_{NLC} : Giá nhiên liệu chính (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) của tổ máy nhiệt điện (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg);

P_{NLP} : Giá nhiên liệu phụ của tổ máy nhiệt điện (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg);

P_{khac}^{bd} : Giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác được xác định theo hợp đồng mua bán điện (đồng/kWh);

HR_C : Suất hao nhiệt của nhiên liệu chính tại mức tải bình quân của tổ máy nhiệt điện (BTU/kWh; kCal/kWh hoặc kg/kWh);

HR_P : Suất hao nhiệt của nhiên liệu phụ tại mức tải bình quân của tổ máy nhiệt điện (BTU/kWh; kCal/kWh hoặc kg/kWh).

Khi tính toán giá trần bán chào giá của tổ máy nhiệt điện, ưu tiên sử dụng suất hao nhiệt đo theo kết quả thí nghiệm tổ máy do đơn vị thí nghiệm được hoạt động theo quy định thực hiện và được các bên liên quan thống nhất. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt đo, sử dụng giá trị suất hao nhiệt quy định trong hợp đồng mua bán điện.

b) Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, giá than (bao gồm

cả giá vận chuyển than) năm N là giá than xác định theo hợp đồng mua bán nhiên liệu năm N của nhà máy. Trường hợp không có hợp đồng mua bán than năm N tại thời điểm lập kế hoạch năm, giá than năm N được xác định là giá than theo hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch năm N. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch năm N chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu tháng theo các hợp đồng mua bán than nhập khẩu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn tại cảng xếp hàng theo quy định của hợp đồng mua bán than nhập khẩu;

c) Các thông số về giá nhiên liệu của tổ máy nhiệt điện được xác định theo quy định tại Khoản 3 Điều 17 Thông tư này;

d) Giá nhiên liệu chính do đơn vị mua điện cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 01 tháng 9 năm N-1.

2. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt trong hợp đồng mua bán điện hoặc không có nhà máy điện chuẩn cùng nhóm phù hợp:

a) Giá trần bán chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = (1 + K_{DC}) \times P_{bd}^{CD}$$

Trong đó:

P_{tr} : Giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện (đồng/kWh);

K_{DC} : Hệ số điều chỉnh giá trần theo kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện. Đối với tổ máy nhiệt điện chạy nền $K_{DC} = 0\%$; tổ máy nhiệt điện chạy lưng $K_{DC} = 5\%$; tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh $K_{DC} = 20\%$;

P_{bd}^{CD} : Giá biến đổi (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) cho năm N theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác của nhà máy điện (đồng/kWh).

b) Giá biến đổi (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) dùng để tính giá trần bán chào là giá biến đổi dự kiến cho năm N do đơn vị mua điện cung cấp 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 công bố số liệu đầu vào và kết quả tính toán giá trần bán chào của các tổ máy nhiệt điện.

Điều 23. Xác định giá trần thị trường điện áp dụng cho các đơn vị phát điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các phương án giá trần thị trường điện, ít nhất là 03 phương án.

2. ⁷ Giá trần thị trường điện cho năm N không cao hơn 115% giá trần bán

⁷ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 6 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số

chào cao nhất trong các tổ máy nhiệt điện trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

Điều 24. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

1. Nhà máy điện mới tốt nhất cho năm N là nhà máy điện tham gia thị trường điện đáp ứng đủ các tiêu chí sau:

a) Bắt đầu vận hành phát điện toàn bộ công suất đặt trong năm N-1 trừ trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này;

b) Là nhà máy điện chạy nền, được phân loại theo tiêu chí tại Khoản 3 Điều 21 Thông tư này;

c) Sử dụng công nghệ nhiệt điện than hoặc tua-bin khí chu trình hỗn hợp;

d) Có chi phí phát điện toàn phần trung bình thấp nhất cho 01 kWh.

2. Đơn vị mua điện có trách nhiệm lập danh sách các nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại Điểm a và Điểm c Khoản 1 Điều này và cung cấp các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện này hoặc số liệu đã thỏa thuận thống nhất với đơn vị phát điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xác định Nhà máy điện mới tốt nhất. Các số liệu cung cấp bao gồm:

a) Giá biến đổi cho năm N;

b) Giá cố định năm N được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện áp dụng cho thanh toán trong năm N;

c) Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng.

3. Trong trường hợp có ít hơn 03 nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại các Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bổ sung danh sách các nhà máy mới đã lựa chọn cho năm N-1 để đảm bảo số lượng không ít hơn 03 nhà máy và yêu cầu bên mua điện cập nhật, cung cấp lại các số liệu quy định tại Khoản 2 Điều này để tính toán, lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất cho năm N.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá phát điện toàn phần trung bình cho nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều này theo công thức sau:

$$P_{TPTB} = \frac{P_{cd}^{CFD} \times Q_{ttbd}^{CFD}}{Q_{mp}^N} + P_{bd}^{CFD}$$

P_{TPTB} : Giá phát điện toàn phần trung bình trong năm N của nhà máy điện (đồng/kWh);

P_{cd}^{CFD} : Giá cố định cho năm N theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện (đồng/kWh);

P_{bd}^{CFD} : Giá biến đổi cho năm N theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy

điện (đồng/kWh);

Q_{tbd}^{CD} : Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng cho năm N của nhà máy điện (kWh);

Q_{mp}^N : Sản lượng điện năng dự kiến trong năm N của nhà máy điện xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

5. Danh sách các nhà máy điện mới tốt nhất được sắp xếp theo thứ tự giá phát điện toàn phần trung bình từ thấp đến cao. Nhà máy điện mới tốt nhất lựa chọn cho năm N là nhà máy điện có giá phát điện toàn phần trung bình thấp nhất từ kết quả tính toán theo quy định tại Khoản 4 Điều này.

Điều 25. Nguyên tắc xác định giá công suất thị trường

1. Đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí phát điện khi tham gia thị trường điện.

2. Giá công suất thị trường tỷ lệ với phụ tải dự báo của hệ thống điện quốc gia cho chu kỳ giao dịch.

Điều 26. Trình tự xác định giá công suất thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giá công suất thị trường theo trình tự sau:

1. Xác định chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất

a) Xác định doanh thu dự kiến trên thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N theo công thức sau:

$$R_{TTD} = \sum_{i=1}^I Q_{BNE}^i \times SMP_i$$

Trong đó:

R_{TTD} : Doanh thu dự kiến qua giá điện năng thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N;

SMP_i : Giá điện năng thị trường dự kiến của chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch không ràng buộc (đồng/kWh);

Q_{BNE}^i : Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

b) Xác định tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$TC_{BNE} = P_{BNE} \times \sum_{i=1}^I Q_{BNE}^i$$

Trong đó:

TC_{BNE} : Chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

P_{BNE} : Giá phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh của Nhà máy điện mới tốt nhất xác định tại Khoản 4 Điều 24 Thông tư này (đồng/kWh);

Q_{BNE}^i : Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh);

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N.

c) Chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất được xác định theo công thức sau:

$$AS = TC_{BNE} - R_{TTD}$$

Trong đó:

AS: Chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

TC_{BNE} : Tổng chi phí phát điện năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N xác định tại Điểm b Khoản này (đồng);

R_{TTD} : Doanh thu dự kiến qua giá điện năng thị trường của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N xác định tại Điểm a Khoản này (đồng).

d) Trong trường hợp tính toán chi phí thiếu hụt năm có giá trị âm với phương án giá trần thị trường điện thấp nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện báo cáo Cục Điều tiết điện lực để lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất tiếp theo trong danh sách các nhà máy điện mới quy định tại Điều 24 Thông tư này và tính toán lại hoặc xem xét lại danh sách các nhà máy tham gia thị trường điện để xác định giá trần thị trường điện cho hợp lý.

2. Xác định chi phí thiếu hụt tháng

Chi phí thiếu hụt tháng của Nhà máy điện mới tốt nhất được xác định bằng cách phân bổ chi phí thiếu hụt năm vào các tháng trong năm N theo công thức sau:

$$MS = AS \times \frac{P_{\max}^M}{\sum_{t=1}^{12} P_{\max}^t}$$

Trong đó:

M: Tháng M trong năm N;

MS: Chi phí thiếu hụt tháng t của Nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

AS: Chi phí thiếu hụt năm của Nhà máy điện mới tốt nhất trong năm N (đồng);

P_{\max}^M : Công suất phụ tải đỉnh trong tháng M (MW).

3. Xác định giá công suất thị trường cho chu kỳ giao dịch

a) Xác định công suất khả dụng trung bình trong năm của Nhà máy điện mới tốt nhất theo công thức sau:

$$P_{BNE}^{kdtb} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{BNE}^{i-MP}}{I}$$

Trong đó:

P_{BNE}^{kdtb} : Công suất khả dụng trung bình trong năm N của Nhà máy điện mới tốt nhất (kW);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong năm N;

i: Chu kỳ giao dịch trong đó Nhà máy điện mới tốt nhất dự kiến được huy động;

P_{BNE}^{i-MP} : Công suất huy động dự kiến của Nhà máy điện mới tốt nhất trong chu kỳ giao dịch i của năm N theo mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

b) Xác định giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới theo công thức sau:

$$CAN_i = MS^M \times \frac{D_i^M}{P_{BNE}^{kdtb} \times \sum_{i=1}^I D_i^M \times \frac{\Delta T}{60}}$$

Trong đó:

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng t;

i: Chu kỳ giao dịch i trong tháng t;

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

P_{BNE}^{kdtb} : Công suất khả dụng trung bình trong năm N của Nhà máy điện mới tốt nhất (kW);

MS^M : Chi phí thiếu hụt tháng M của Nhà máy điện mới tốt nhất (đồng);

D_i^M : Phụ tải hệ thống dự báo của chu kỳ giao dịch i theo biểu đồ phụ tải ngày điển hình dự báo của tháng M (MW);

ΔT : Độ dài thời gian của 01 chu kỳ giao dịch (phút).

Điều 27. Xác định sản lượng hợp đồng năm, tháng cho nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. ⁸ Xác định sản lượng hợp đồng năm

Tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện được xác định theo các bước sau:

a) Lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới theo phương pháp lập lịch có ràng buộc. Thông số đầu vào sử dụng trong lập kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới là giá biến đổi của các nhà máy nhiệt điện, các đặc tính thủy văn và thông số kỹ thuật của nhà máy điện;

b) Tính toán tổng sản lượng kế hoạch năm của nhà máy điện theo công thức sau:

$$AGO = EGO \quad \text{nếu} \quad a \times GO \leq EGO \leq b \times GO$$

$$AGO = a \times GO \quad \text{nếu} \quad EGO < a \times GO$$

$$AGO = b \times GO \quad \text{nếu} \quad EGO > b \times GO$$

Trong đó:

AGO: Tổng sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

EGO: Sản lượng dự kiến năm N của nhà máy điện xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh);

a, b: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương công bố, trừ trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có thỏa thuận khác và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

c) Tính toán tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Q_c = \alpha \times AGO$$

Trong đó:

Q_c: Tổng sản lượng hợp đồng năm N (kWh);

AGO: Sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N (%).

2. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy nhiệt điện và nhà máy thủy điện có

⁸ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 7 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

hồ chứa điều tiết trên 01 tuần được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, cụ thể như sau:

a) Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường được quy định tại Khoản 2 Điều 17 Thông tư này theo phương pháp lập lịch có ràng buộc để xác định sản lượng dự kiến từng tháng của nhà máy điện;

b) Xác định sản lượng hợp đồng tháng theo công thức sau:

$$Q_c^M = Q_c \times \frac{Q_{dk}^M}{\sum_{i=1}^{12} Q_{dk}^M}$$

Trong đó:

Q_c^M : Sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

Q_c : Tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện (kWh);

Q_{dk}^M : Sản lượng dự kiến trong tháng M của nhà máy điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được Bộ Công Thương phê duyệt (kWh).

Điều 28. Xác định sản lượng hợp đồng năm, tháng cho nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, 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

1. Sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện được tính toán theo phương pháp quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều 27 Thông tư này.

2. Sản lượng hợp đồng tháng dự kiến của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, 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 được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo tỷ lệ với phụ tải dự báo của đơn vị mua buôn điện theo công thức sau:

$$Q_{cdk}^M(l) = Q_c^M \times \frac{Q_{ptdk}^M(l)}{\sum_{l=1}^L Q_{ptdk}^M(l)}$$

Trong đó:

$Q_{cdk}^M(l)$: Sản lượng hợp đồng dự kiến tháng M của nhà máy điện với đơn vị mua buôn điện l (kWh);

Q_c^M : Tổng sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

$Q_{ptdk}^M(l)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo trong tháng M của đơn vị mua buôn điện l (kWh);

L: Tổng số đơn vị mua buôn điện.

3. Trước ngày 10 tháng 11 hàng năm, đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm

cập nhật và cung cấp số liệu phụ tải dự báo năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng cho đơn vị mua buôn điện.

Điều 29. Trách nhiệm xác định và ký kết sản lượng hợp đồng năm và tháng

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

a) Tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 27 và Điều 28 Thông tư này;

b) Công bố trên cổng thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng cho các đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra trước ngày 15 tháng 11 hàng năm.

2. Đối với các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện đối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm:

a) Kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng trước ngày 25 tháng 11 hàng năm;

b) ⁹ Xác nhận bằng văn bản điện tử hoặc bằng văn bản giấy (trong trường hợp hệ thống sử dụng văn bản điện tử bị sự cố) về sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện giữa Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

3. Đối với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện

a) Kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng trước ngày 25 tháng 11 hàng năm;

b) ¹⁰ Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn điện xác nhận bằng văn bản điện tử hoặc bằng văn bản giấy (trong trường hợp hệ thống sử dụng văn bản điện tử bị sự cố) về tổng sản lượng hợp đồng năm, tháng của nhà máy điện.

Tổng sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện đã xác nhận giữa các bên được phân bổ cho các đơn vị mua buôn điện theo quy định tại Điều 40 Thông tư này.

⁹ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 8 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

¹⁰ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 9 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT- sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

Điều 30. Công bố kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Sau khi kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới được phê duyệt theo quy định tại Điều 17 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện các thông tin về các số liệu đầu vào và các kết quả lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho các thành viên thị trường điện.

2. Các thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới được công bố bao gồm:

a) Các kết quả tính toán kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm:

- Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch áp dụng cho đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện;

- Kết quả lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất;

- Giá công suất thị trường từng chu kỳ giao dịch;

- Mức trần của giá điện năng thị trường;

- Phân loại tổ máy nhiệt điện;

- Sản lượng hợp đồng năm và sản lượng hợp đồng phân bổ vào các tháng của các nhà máy điện;

- Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay trong từng tháng của năm tới áp dụng cho các đơn vị mua buôn điện từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo quy định tại Khoản 2 Điều 91 Thông tư này.

b) Các thông số đầu vào phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường năm, bao gồm:

- Phụ tải dự báo từng miền Bắc, Trung, Nam và cho toàn hệ thống điện quốc gia trong từng chu kỳ giao dịch;

- Các số liệu thủy văn của các hồ chứa thủy điện được dùng để tính toán mô phỏng thị trường điện;

- Tiến độ đưa nhà máy điện mới vào vận hành;

- Các thông số kỹ thuật về lưới điện truyền tải;

- Biểu đồ xuất, nhập khẩu điện dự kiến;

- Lịch bảo dưỡng, sửa chữa năm của nhà máy điện, lưới điện truyền tải và nguồn cấp khí lớn;

- Phụ tải dự báo của các đơn vị mua buôn điện trong từng chu kỳ giao dịch.

3. Thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới chỉ công bố cho đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch sở hữu nhà máy điện có liên quan trực tiếp đến các thông tin này, bao gồm:

a) Sản lượng phát điện dự kiến trong mô phỏng thị trường điện của nhà máy điện cho từng chu kỳ giao dịch;

- b) Giá trị nước của nhà máy thủy điện;
- c) Số liệu về giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện được dùng trong tính toán mô phỏng.

Mục 2 **KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THÁNG TỚI**

Điều 31. Dự báo phụ tải cho lập kế hoạch vận hành tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo phụ tải để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới theo phương pháp quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo phụ tải phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

a) Tổng nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải từng miền Bắc, Trung, Nam cho cả tháng và từng tuần trong tháng;

b) Biểu đồ phụ tải các ngày điển hình các miền Bắc, Trung, Nam và toàn hệ thống điện quốc gia cho các tuần trong tháng.

2. Trước ngày 20 hàng tháng, đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm dự báo phụ tải từng chu kỳ giao dịch của tháng tới và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới.

Điều 32. Tính toán giá trị nước

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước cho các tuần trong tháng tới. Kết quả tính toán giá trị nước được sử dụng để lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

1. Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu.
2. Giá trị nước của nhà máy thủy điện trong nhóm thủy điện bậc thang.
3. Giá trị nước của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần.
4. Mức nước tối ưu từng tuần trong tháng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần.

Điều 33. Phân loại tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình tháng của các tổ máy phát điện trong tháng tới.

3. Căn cứ hệ số tải trung bình tháng từ kết quả mô phỏng, các tổ máy được phân loại thành 03 nhóm sau:

a) Nhóm tổ máy chạy nền bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng lớn hơn hoặc bằng 70%;

b) Nhóm tổ máy chạy lưng bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng lớn hơn 25% và nhỏ hơn 70%;

c) Nhóm tổ máy chạy đỉnh bao gồm các tổ máy phát điện có hệ số tải trung bình tháng nhỏ hơn hoặc bằng 25%.

Điều 34. Điều chỉnh giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bán chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 22 Thông tư này, trong đó có cập nhật các yếu tố ảnh hưởng đến giá biến đổi của tháng M theo phương pháp được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và căn cứ theo:

a) Giá nhiên liệu (bao gồm các thành phần: Giá nhiên liệu chính, phụ, đá vôi, vận chuyển nhiên liệu chính) tháng tới được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Giá nhiên liệu áp dụng cho tháng tới được cơ quan có thẩm quyền công bố hoặc hướng dẫn xác định;

- Giá nhiên liệu áp dụng cho tháng tới trong hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch tháng tới. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch tháng tới chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu theo hợp đồng mua bán nhiên liệu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn theo quy định của hợp đồng mua bán nhiên liệu;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than nhập khẩu, giá nhiên liệu tháng tới là giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán của tháng gần nhất trước thời điểm lập kế hoạch tháng tới. Trường hợp tại thời điểm lập kế hoạch tháng tới chưa có hồ sơ thanh toán tiền điện với giá nhiên liệu tính đủ của tháng gần nhất (hồ sơ thanh toán chưa tính đủ giá nhiên liệu tháng theo các hợp đồng mua bán than nhập khẩu), có thể sử dụng giá nhiên liệu bình quân tháng tính trên cơ sở các hóa đơn tại cảng xếp theo quy định của các Hợp đồng mua bán than nhập khẩu.

b) Giá biến đổi (đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính) trong tháng tới của các nhà máy nhiệt điện. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cập nhật các thay đổi về giá biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Kết quả phân loại tổ máy nhiệt điện cho tháng tới theo quy định tại Điều 33 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố số liệu đầu vào và kết quả giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

Điều 35. Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong kế hoạch vận hành tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong tháng

tới theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng và công bố danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành trong tháng tới.

Điều 36. Tính toán sản lượng hợp đồng tháng cho nhà máy điện mới tham gia thị trường điện giữa năm vận hành¹¹

Trừ trường hợp sản lượng hợp đồng được các bên thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện, sản lượng hợp đồng của nhà máy điện mới tham gia thị trường điện giữa năm vận hành được xác định theo các bước sau:

1. Trước ngày 20 tháng M, Đơn vị phát điện có kế hoạch đưa nhà máy điện vào vận hành thương mại trong tháng M+1 có trách nhiệm cung cấp các thông tin về kinh tế và kỹ thuật của nhà máy điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để tính toán kế hoạch vận hành tháng tới và các tháng tiếp theo trong năm N.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng hợp đồng tháng cho nhà máy điện (tính từ tháng nhà máy điện tham gia thị trường điện đến hết năm N) trong kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới.

3. Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện này được xác định theo công thức sau:

$$Q_c^M = \alpha \times Q_{dk}^M$$

Trong đó:

Q_c^M : Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện (kWh);

Q_{dk}^M : Sản lượng kế hoạch theo phương thức vận hành hệ thống điện cập nhật tháng tới và các tháng còn lại năm N của nhà máy điện và được quy đổi về điểm giao nhận (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N (%).

Điều 37. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được điều chỉnh trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy trong tháng M bị thay đổi so

¹¹ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 10 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

với kế hoạch vận hành năm do:

a) Yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện không phải do các nguyên nhân của nhà máy;

b) Yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất căn cứ vào điều kiện vận hành thực tế của hệ thống.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng trong trường hợp quy định tại Khoản 1 Điều này theo nguyên tắc sau:

a) Dịch chuyển giữa các tháng phân sản lượng hợp đồng tháng tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển, đảm bảo tổng sản lượng hợp đồng năm có điều chỉnh là không đổi theo hướng dẫn tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành;

b) Trường hợp nhà máy bị thay đổi lịch bảo dưỡng sửa chữa vào tháng cuối năm thì không dịch chuyển sản lượng hợp đồng tương ứng với thời gian sửa chữa của tháng này vào năm tiếp theo.

3.¹² Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy thủy điện có hồ điều tiết trên 01 tuần:

a) Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy thủy điện có hồ điều tiết trên 01 tuần được điều chỉnh trong trường hợp có sự có sự khác biệt giữa các số liệu sau:

- Lưu lượng nước về bình quân trong quá khứ và lưu lượng nước về dự báo được sử dụng trong công tác lập kế hoạch vận hành năm tới;

- Sản lượng thực phát của nhà máy điện quy đổi về điểm giao nhận và sản lượng sản lượng hợp đồng;

- Dung tích hữu ích đầu kỳ dự kiến của tháng M+1 và dung tích hữu ích hồ đầu tháng tính toán trong kế hoạch năm;

- Sản lượng hợp đồng tháng M+1 và sản lượng dự kiến huy động quy đổi tại điểm giao nhận trong kế hoạch vận hành tháng M+1 đã được phê duyệt;

- Mức nước dự kiến đầu tháng M+1 và mức nước tối thiểu được quy định tại Quy trình vận hành hồ chứa do cơ quan có thẩm quyền ban hành.

b) Chỉ điều chỉnh tăng sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện có hồ điều tiết trên 01 tuần trong trường hợp tổng sản lượng hợp đồng tháng của các nhà máy điện tham gia thị trường điện theo kế hoạch vận hành năm thấp hơn 95% tổng sản lượng dự kiến phát (quy đổi về điểm giao nhận) của các nhà máy điện theo kế

¹² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 11 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

hoạch vận hành tháng;

c) Các điều kiện cụ thể để xem xét điều chỉnh sản lượng hợp đồng và nguyên tắc điều chỉnh được thực hiện theo quy định tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

4. Đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm phối hợp xác nhận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và báo cáo Cục Điều tiết điện lực để xem xét điều chỉnh cho tháng kế tiếp đối với trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này.

5.¹³ Trường hợp sản lượng khả dụng tháng M+1 được duyệt của nhà máy điện không đảm bảo sản lượng hợp đồng tháng thì sản lượng hợp đồng tháng được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng tháng đó. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu (có xác nhận của đơn vị cung cấp nhiên liệu) cho nhà máy nhiệt điện trong tháng tới trước ngày 20 tháng M để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng hợp đồng trong trường hợp này (nếu cần thiết).

Điều 38. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch cho các nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong tháng tới theo các bước sau:

1. Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch trong tháng của nhà máy điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc.

2. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo công thức sau:

$$Q_c^i = Q_c^M \times \frac{Q_E^i}{\sum_{i=1}^I Q_E^i}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I : Tổng số chu kỳ trong tháng;

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

Q_E^i : Sản lượng dự kiến phát của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc

¹³ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 12 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

(kWh);

Q_c^M : Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định theo quy định tại Điều 27, **Error! Reference source not found.** và Điều 37 Thông tư này (kWh).

3. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng phát lớn nhất của nhà máy điện. Sản lượng phát lớn nhất của nhà máy trong chu kỳ giao dịch tương ứng với sản lượng trong một chu kỳ giao dịch tính theo công suất công bố trong bản chào mặc định tháng tới do đơn vị phát điện gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Điều 51 Thông tư này.

4. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn 0 MWh và nhỏ hơn sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện. Công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện được xác định bằng công suất phát ổn định thấp nhất của 01 tổ máy của nhà máy điện được lập lịch huy động trong mô hình mô phỏng thị trường điện của chu kỳ đó.

Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện nhỏ hơn sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất thì có thể điều chỉnh bằng 0 MW hoặc bằng sản lượng tương ứng với công suất phát ổn định thấp nhất.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân bổ tổng sản lượng chênh lệch do việc điều chỉnh sản lượng hợp đồng theo quy định tại Khoản 3 và Khoản 4 Điều này vào các chu kỳ giao dịch khác trong tháng trên nguyên tắc đảm bảo sản lượng hợp đồng tháng không đổi.

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

7. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng hợp đồng tháng được điều chỉnh theo Điều 39 Thông tư này và sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 39. Điều chỉnh tổng sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Các trường hợp điều chỉnh sản lượng hợp đồng của các nhà máy điện

a) Trường hợp sự cố ngừng lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi hoặc sự cố ngừng tổ máy của nhà máy điện;

b) Trường hợp lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi hoặc tổ máy của nhà máy điện kéo dài thời gian sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch;

c) Trường hợp có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí theo quy định tại Khoản 7 Điều 54 Thông tư này.

d)¹⁴ Trường hợp nhà máy nhiệt điện than xảy ra tình trạng thiếu nhiên liệu dẫn đến sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào ngày tới của nhà máy điện thấp hơn sản lượng hợp đồng của nhà máy.

2. Trong trường hợp có đủ căn cứ xác nhận trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch nguyên tắc sau:

a) Trường hợp thời gian sự cố nhỏ hơn hoặc bằng 72 giờ: Không điều chỉnh sản lượng hợp đồng của nhà máy điện này;

b) Trường hợp thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ

- Trong giai đoạn từ thời điểm sự cố đến chu kỳ giao dịch kết thúc giai đoạn 72 giờ: Giữ nguyên sản lượng hợp đồng đã phân bổ cho nhà máy điện;

- Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch đầu tiên sau khi kết thúc giai đoạn 72 giờ đến khi tổ máy khắc phục sự cố và khả dụng:

+ Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng hợp đồng nhà máy trong giai đoạn này: Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch bằng sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện;

+ Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng sản lượng hợp đồng nhà máy điện trong giai đoạn này: Không điều chỉnh sản lượng hợp đồng nhà máy điện.

3. Trong trường hợp có đủ căn cứ xác nhận trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng của chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc sau:

Trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa, nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng hợp đồng của nhà máy thì

¹⁴ Điểm này được bổ sung theo quy định tại khoản 13 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

điều chỉnh sản lượng hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

4.¹⁵ Trường hợp quy định tại Điểm c và Điểm d Khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng của nhà máy tuabin khí và nhà máy nhiệt điện than trong các chu kỳ giao dịch bằng sản lượng thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

5. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận các sự kiện quy định tại Khoản 1 Điều này và gửi cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để làm cơ sở điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện. Đối với trường hợp xác nhận sự cố lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi:

a) Trường hợp có đủ dữ liệu từ hệ thống điều khiển phân tán (hệ thống DCS) hoặc các hệ thống điều khiển tương đương khác cho sự kiện này: Thực hiện xác nhận sự kiện căn cứ theo các dữ liệu này;

b) Trường hợp không có đủ dữ liệu từ hệ thống điều khiển phân tán (hệ thống DCS) hoặc các hệ thống điều khiển tương đương khác: Sử dụng các thông tin, dữ liệu từ các nguồn số liệu khác cho từng trường hợp cụ thể theo hướng dẫn tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành để thực hiện xác nhận sự kiện.

6. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận lại sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy đã được điều chỉnh theo quy định tại Khoản 1, Khoản 2 và Khoản 3 Điều này.

Điều 40. Xác định sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện, nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và phân bổ cho đơn vị mua buôn điện

1. Đối với các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện:

a) Xác định sản lượng hợp đồng trong từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện như sau:

- Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 37 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

b) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của đơn vị mua buôn điện với

¹⁵ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 14 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với đơn vị mua buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán theo công thức sau:

$$Q_c'(g, l) = Q_c'(g) \times \frac{Q_{l, ptdk}'}{\sum_{l=1}^L Q_{l, ptdk}'}$$

Trong đó:

l : Chu kỳ giao dịch thứ l trong tháng;

$Q_c(g, l)$: Sản lượng hợp đồng của đơn vị mua buôn điện l với nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch l (kWh);

$Q_c'(g)$: Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch l được xác định và điều chỉnh theo quy định tại Điểm a Khoản này (kWh);

$Q_{l, ptdk}'$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch l (kWh);

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện.

2. Đối với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và phân bổ cho đơn vị mua buôn điện

a) Xác định sản lượng hợp đồng trong từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam như sau:

- Thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại Điều 37 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

b) Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán theo trình tự như sau:

- Xác định sản lượng hợp đồng tháng phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện theo công thức sau:

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

Trong đó:

L : Tổng số đơn vị mua buôn điện;

$Q_c(l, M)$: Sản lượng hợp đồng tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_c^M(g)$: Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện g với Tập đoàn Điện

lực Việt Nam được xác định trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm theo quy định tại Điều 27 Thông tư này (kWh);

$Q_{ptdk}(l,M)$: Sản lượng dự báo đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong tháng M (kWh).

- Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

$$Q_c(l,i) = Q_c(l,M) \times \frac{Q_{ptdk}(l,i)}{\sum_{i=1}^I Q_{ptdk}(l,i)}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng;

$Q_c(l,i)$: Sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_c(l,M)$: Sản lượng hợp đồng tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho đơn vị mua buôn điện l (kWh);

$Q_{ptdk}(l,i)$: Sản lượng dự báo đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Mục 3 KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 41. Giá trị nước tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật số liệu phụ tải dự báo, thủy văn và các số liệu có liên quan để tính toán giá trị nước tuần tới.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật thông tin, tính toán lại giá trị nước cho tuần tới và công bố các kết quả sau:

a) Giá thị trường điện dự kiến từng chu kỳ tuần tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và các đơn vị mua điện;

b) Giá trị nước và sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

c) Giá trị nước của các nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần;

d) Sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày;

đ) Mức nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết trên 01 tuần theo quy định tại Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 42. Xác định sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện có hồ

chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1.¹⁶ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố sản lượng hợp đồng tuần và phân bổ sản lượng hợp đồng tuần cho từng chu kỳ giao dịch trong tuần của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần theo nguyên tắc sau:

a) Trước 15h00 thứ Tư hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng hợp đồng tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần theo công thức sau:

$$Q_c' = \alpha \times EGO_T$$

Trong đó:

Q_c' : Sản lượng hợp đồng tuần tới (kWh);

EGO_T : Sản lượng dự kiến tuần tới của nhà máy điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng (%) của nhà máy do Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thỏa thuận, thống nhất trong hợp đồng mua bán điện quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều 16 Thông tư này. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện không thỏa thuận, thống nhất được, tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng được xác định theo quy định tại Khoản 5 Điều 16 Thông tư này.

b) Trước 15h00 thứ Tư hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân bổ sản lượng hợp đồng tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần theo công thức sau:

$$Q_c^i = Q_c' \times \frac{Q_E^i}{\sum_{i=1}^I Q_E^i}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tuần;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong tuần;

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

Q_E^i : Sản lượng dự kiến phát của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i theo

¹⁶ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 15 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới (kWh);

Q'_i : Sản lượng hợp đồng tuần của nhà máy điện được xác định tại Điểm a Khoản này (kWh).

c) Trường hợp sản lượng hợp đồng của các nhà máy thủy điện nhỏ hơn công suất phát ổn định thấp nhất thì có thể điều chỉnh bằng 0 MW hoặc bằng công suất phát ổn định thấp nhất;

d) Trong giai đoạn chống lũ, tưới tiêu, trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy thủy điện trong chu kỳ giao dịch thứ i thấp hơn công suất phát để đảm bảo yêu cầu xả nước tối thiểu thì sản lượng hợp đồng của nhà máy điện trong các chu kỳ này được điều chỉnh tương ứng để nhà máy thủy điện đảm bảo thực hiện đầy đủ yêu cầu về chống lũ, tưới tiêu;

đ) Tổng sản lượng chênh lệch do việc điều chỉnh theo quy định tại Điểm c Khoản này được phân bổ theo tỷ lệ phụ tải trên nguyên tắc đảm bảo sản lượng hợp đồng tuần là không đổi.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi sản lượng hợp đồng tuần của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng hợp đồng hàng tuần của nhà máy làm cơ sở để thanh toán tiền điện.

Điều 43. Giá trần bán chào của nhà máy thủy điện¹⁷

1. Trừ trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này, giá trần bán chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần được xác định căn cứ theo giá trị nước tuần tới của nhà máy đó được công bố theo quy định tại Điều 41 Thông tư này, cụ thể như sau:

a) Giá trần bán chào bằng giá trị lớn nhất của:

- 120% giá trị nước của nhà máy thủy điện;

- Giá trung bình của các giá trần bán chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

b) Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trung bình của các giá trần bán chào của các tổ máy nhiệt điện tháng tới cho các nhà máy thủy điện cùng thời gian biểu công bố giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

2. Trừ trường hợp quy định tại Khoản 3 Điều này, giá trần bán chào của nhà

¹⁷ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 16 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần được xác định bằng giá trị lớn nhất của:

- 120% giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường;
- Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

3. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện trong trường hợp đặc biệt

a) Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện trong các trường hợp quy định tại Điểm b và Điểm c Khoản này được xác định theo công thức sau:

$$P_{tr} = 1,2 \times \max (P_{gtn} ; P_{DOmax})$$

Trong đó:

P_{tr} : Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện áp dụng trong các trường hợp đặc biệt (đ/kWh);

P_{gtn} : Giá trị nước của nhà máy thủy điện (đ/kWh);

P_{DOmax} : Chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện chạy dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện (đ/kWh).

b) Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần đầu tiên: Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện này áp dụng cho tuần kế tiếp được xác định theo quy định tại Điểm a Khoản này. Khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy tiếp tục áp dụng giá trần bản chào theo quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 Điều này từ thứ Ba tuần kế tiếp. Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện;

c) Trường hợp nhà máy thủy điện đặt tại miền có dự phòng điện năng thấp hơn 5% được công bố theo quy định tại Quy trình thực hiện đánh giá an ninh hệ thống điện trung hạn và ngắn hạn do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành: Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện trong miền này của tuần đánh giá được xác định theo quy định tại Điểm a Khoản này. Khi dự phòng điện năng của miền bằng hoặc cao hơn 5%, nhà máy điện trong miền này tiếp tục áp dụng giá trần bản chào theo quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này.

4. Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm:

a) Tính toán giá trần bản chào các tổ máy thủy điện của nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1, Khoản 2 và Khoản 3 Điều này;

b) Công bố kết quả tính toán giá trần bản chào của từng tổ máy thủy điện của

nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện áp dụng cho tuần tới và các thông số đầu vào phục vụ tính toán bao gồm: Giá trị nước, chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện, giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành tháng.

5. Nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm:

- a) Chào giá tuân thủ các quy định về giá trần bản chào và giá sàn bản chào;
- b) Đáp ứng các yêu cầu về ràng buộc nhu cầu sử dụng nước phía hạ du và các ràng buộc về thủy văn khác.

Điều 44. Dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong kế hoạch vận hành tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong tuần tới theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lựa chọn, lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số cho tuần tới. Tổ máy phát điện được lựa chọn có trách nhiệm cung cấp dịch vụ điều tần theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành tuần tới đảm bảo ràng buộc về dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

Chương V **VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN**

Mục 1 **VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI**

Điều 45. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

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

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

2. Công suất huy động dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày tới của các nhà máy điện tại Khoản 3 Điều 4 Thông tư này và các nhà máy điện không trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

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

4. Công suất huy động dự kiến của các nguồn điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

5. Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy

định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.

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

7. Nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Điều 46. Bản chào giá

1. Bản chào giá tuân thủ các nguyên tắc sau:

a) Gồm 05 cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D. Khi đáp ứng đủ các điều kiện cần thiết, Cục Điều tiết điện lực xem xét tăng số cặp giá chào, công suất lên 10 cặp, đồng bộ với việc giảm chu kỳ giao dịch xuống còn 30 phút theo quy định tại Khoản 2 Điều 12 Thông tư này;

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

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

d)¹⁸ Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:

- Công suất công bố của tổ máy cho ngày D;
- Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy;
- Tốc độ tăng và giảm công suất tối đa của tổ máy;
- Ràng buộc kỹ thuật khi vận hành đồng thời các tổ máy;
- Tình trạng nhiên liệu của nhà máy nhiệt điện.

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

d) Trong điều kiện bình thường dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá của các tổ máy nhiệt điện phải bằng công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy. Dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố. Đối với các nhà máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy được cập nhật bản chào giá cho chu kỳ giao dịch tới với công suất thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất;

¹⁸ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 17 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

g)¹⁹ Nhà máy thủy điện có thể chào các dải công suất đầu tiên trong từng chu kỳ giao dịch bằng 0 MW. Đối với nhà máy thủy điện có khả năng điều tiết trên 02 ngày thì dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố, trường hợp mực nước của hồ chứa thủy điện đã xuống mực nước chết nhà máy được phép điều chỉnh công suất công bố bằng 0 MW;

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

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

2. Bản chào giá trong những trường hợp đặc biệt

a) Bản chào của nhà máy có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được quy định như sau:

- Giá chào bằng 0 đồng/kWh cho các dải công suất chào;

- Công suất chào bằng công suất dự kiến phát của tổ máy trong chu kỳ giao dịch. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được nộp bản chào giá sửa đổi tăng công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy;

- Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được nộp bản chào giá chu kỳ giao dịch tới sửa đổi công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy.

b)²⁰ Bản chào của nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp vi phạm mức nước giới hạn:

- Phần sản lượng tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền được chào bằng giá sàn;

- Phần sản lượng còn lại được chào bằng mức giá trần bản chào áp dụng cho nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn 02 tuần liên tiếp được quy định tại Điểm a Khoản 3 Điều 43 Thông tư này.

c) Bản chào của tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy:

- Công suất chào được thấp hơn mức công suất phát ổn định thấp nhất;

- Giá chào bằng giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện cho toàn bộ dải công suất từ 0 MW đến công suất phát ổn định thấp nhất.

d) Đối với tổ máy thủy điện phải đảm bảo cung cấp nước hạ du theo yêu

¹⁹ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 18 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

²⁰ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 19 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

cầu của cơ quan có thẩm quyền và đã được tính xét đến khi xác định sản lượng hợp đồng cho chu kỳ giao dịch trong kế hoạch vận hành tháng tới hoặc tuần tới: Đơn vị phát điện có trách nhiệm chào mức giá sản bản chào cho sản lượng tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du đã được xét đến khi tính toán sản lượng hợp đồng trong kế hoạch vận hành tháng tới hoặc tuần tới.

Điều 47. Sửa đổi bản chào giá

1. Các trường hợp được sửa đổi bản chào giá

Bản chào giá sửa đổi của Đơn vị chào giá được áp dụng trong các trường hợp sau đây:

a) Tổ máy nhiệt điện đang trong quá trình khởi động, hòa lưới hoặc ngừng máy: Đơn vị chào giá cho tổ máy nhiệt điện được sửa đổi tăng hoặc giảm công suất và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện này;

b) Tổ máy nhiệt điện hòa lưới sớm theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: Đơn vị chào giá được sửa đổi tăng công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy nhiệt điện này;

c)²¹ Tổ máy phát điện bị sự cố gây ngừng máy hoặc giảm công suất khả dụng hoặc sửa chữa tổ máy ngoài kế hoạch đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt theo Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành: Đơn vị chào giá được sửa đổi giảm công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy này;

d) Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày: Đơn vị chào giá được nộp bản chào giá sửa đổi phù hợp với tình hình vận hành thực tế (trong trường hợp nước về hồ nhiều dẫn đến phải xả hoặc mức nước hồ chứa về đến mức nước chết);

đ) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên, đơn vị chào giá được sửa đổi bản chào giá trong các trường hợp sau:

- Yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D của nhà máy thủy điện theo quy định tại quy trình vận hành hồ chứa (hoặc liên hồ chứa) hoặc văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền được xác định tại thời điểm sau 11h30 ngày D-1 (thời điểm kết thúc chào giá cho ngày D theo quy định tại Khoản 1 Điều 49 Thông tư này);

- Mức nước hồ của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước quy định tại quy trình vận hành hồ chứa hoặc đến ngưỡng xả tràn đo lưu lượng nước về thực tế về hồ chứa trong ngày D cao nhiều hơn so với dự báo;

- Nhà máy thủy điện không đáp ứng được yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền do tổ máy của nhà máy điện bị

²¹ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 20 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

sự cố trong ngày D.

2. Nguyên tắc sửa đổi bản chào giá

a) Đối với các trường hợp quy định tại Điểm a, Điểm b, Điểm c Khoản 1 Điều này:

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

- Trong trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này: Toàn bộ các dải công suất chào trong bản chào giá sửa đổi của tổ máy nhiệt điện phải bằng nhau và bằng công suất dự kiến phát trong quá trình hòa lưới hoặc ngừng máy;

- Trong trường hợp quy định tại Điểm b Khoản 1 Điều này: Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi công suất ở các mức công suất nhỏ hơn hoặc bằng công suất công bố cho chu kỳ giao dịch tới trừ trường hợp vi phạm yêu cầu kỹ thuật của bản chào. Bản chào giá sửa đổi tăng công suất cho các chu kỳ vận hành sớm trong ngày D của tổ máy nhiệt điện hòa lưới sớm là bản chào giá hợp lệ của chu kỳ gần nhất có công suất công bố lớn hơn 0 (không) MW của tổ máy này.

b) Đối với các trường hợp quy định tại Điểm d Khoản 1 Điều này

- Đơn vị phát điện chỉ được thay đổi mức công suất trong các dải chào của bản chào giá ngày tới;

- Đơn vị phát điện gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (thông qua hệ thống công nghệ thông tin phục vụ vận hành thị trường điện) bản chào giá sửa đổi cho các chu kỳ giao dịch còn lại của ngày D, đồng thời nêu rõ lý do và các thông tin, số liệu cần thiết làm căn cứ cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xem xét chấp thuận việc sử dụng bản chào giá sửa đổi;

- Bản chào giá sửa đổi phải tuân thủ các quy định tại Điều 46 Thông tư này.

3. Đơn vị chào giá được sửa đổi và nộp lại bản chào giá ngày tới hoặc cho các chu kỳ giao dịch còn lại trong ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất 30 phút trước chu kỳ giao dịch có thay đổi bản chào giá.

4. Sau khi nhận được bản chào giá sửa đổi của đơn vị chào giá, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện căn cứ tình hình thực tế của hệ thống điện thực hiện kiểm tra, xác nhận tính hợp lệ của bản chào giá sửa đổi:

a) Trường hợp bản chào giá sửa đổi không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo lý do cho đơn vị phát điện;

b) Trường hợp bản chào giá hợp lệ

- Đối với các bản chào giá sửa đổi tăng công suất (trừ trường hợp quy định tại Điểm d và Điểm đ Khoản 1 Điều này): Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào giá sửa đổi này trong vận hành thị trường điện khi lịch công bố ngày tới, chu kỳ giao dịch tới có cảnh báo thiếu công suất hoặc trong các trường hợp cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

- Đối với các trường hợp còn lại: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng bản chào giá sửa đổi này trong quá trình vận hành thị trường điện.

Điều 48. Chào giá nhóm nhà máy thủy điện bậc thang

1. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm chào giá theo một bản chào giá chung cả nhóm và tuân thủ giới hạn giá chào theo quy định tại Khoản 3 Điều 14 Thông tư này.

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 49. Nộp bản chào giá

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

ngày D.

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

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

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

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

Điều 50. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

1. Trước 1h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 49 Thông tư này. Trường hợp đơn vị chào giá gửi nhiều bản chào giá thì chỉ xem xét bản chào giá nhận được cuối cùng.

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

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

Điều 51. Bản chào giá lập lịch

1. Sau thời điểm chấm dứt chào giá, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá nhận được cuối cùng theo quy định tại Điều 49 Thông tư này. Bản chào giá cuối cùng hợp lệ được sử dụng làm bản chào giá lập lịch cho việc lập lịch huy động ngày tới.

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

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

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

thống điện và thị trường điện trước ngày 28 hàng tháng;

b) Đối với nhà máy thủy điện và nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, bản chào giá mặc định như sau:

- Áp dụng mức giá sàn bản chào cho sản lượng tương ứng với yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du;

- Áp dụng mức giá trần bản chào của tổ máy quy định tại Điều 43 Thông tư này cho sản lượng còn lại.

c) Đối với nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần trong 02 tuần liên tiếp: Giá chào và sản lượng chào trong bản chào mặc định của nhà máy điện này theo quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 46 Thông tư này.

Điều 52. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

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

1. Biểu đồ phụ tải ngày của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.
2. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá.
3. Công suất huy động dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới của các nhà máy điện quy định tại Khoản 2 Điều 45 Thông tư này.
4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 67 và Điều 68 Thông tư này.
5. Công suất các tổ máy của các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ.
6. Yêu cầu về công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.
7. Thông tin về khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy.
8. Lịch bảo dưỡng sửa chữa lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt.
9. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.
10. Các kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành.
11. Thông tin cập nhật về độ sẵn sàng của lưới điện truyền tải và các tổ máy phát điện từ hệ thống SCADA hoặc do Đơn vị truyền tải điện và các đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 53. Lập lịch huy động ngày tới

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

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

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

tới;

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

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

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

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

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

d) Các thông tin cảnh báo (nếu có);

đ) Lượng công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của tổ máy phát điện.

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

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

a) Giảm công suất phát của các tổ máy phát điện có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp;

b) Ngừng các tổ máy khởi động chậm có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp; trường hợp các tổ máy khởi động chậm có cùng chi phí biến đổi, ngừng tổ máy theo thứ tự chi phí khởi động từ thấp đến cao;

c) Khi khởi động lại theo thứ tự các tổ máy khởi động chậm có chi phí biến đổi theo thứ tự từ thấp đến cao;

d) Tính toán thời gian ngừng các tổ máy để đáp ứng yêu cầu của hệ thống, hạn chế việc vận hành lên, xuống các tổ máy nhiều lần; đảm bảo khai thác tối ưu hồ chứa thủy điện.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách tổ máy theo thứ tự huy động để giảm công suất và ngừng máy trong trường hợp thừa nguồn theo nguyên tắc quy định tại Khoản này.

Điều 54. 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. ²² Công suất huy động dự kiến, bao gồm cả công suất huy động cho dịch

²² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 21 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số

vụ dự phòng điều chỉnh tần số 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)

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

b) Lượng công suất thiếu;

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

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

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 dự phòng điều chỉnh tần số

a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện;

b) Danh sách các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

c) Công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số 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 khí cung cấp cho nhà máy điện tuabin khí của đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trong các chu kỳ giao dịch tới (khi tổng sản lượng điện dự kiến của nhà máy điện tương ứng với lượng khí được phân bổ thấp hơn tổng sản lượng hợp đồng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này).

Điều 55. 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 an ninh hệ thống ngắn hạn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

2. Đối với tổ máy không phải là khởi động chậm, đơn vị phát điện có trách nhiệm chuẩn bị sẵn sàng để 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 47 Thông tư này.

Điều 56. 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 59 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.

Điều 57. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

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 dự phòng điều chỉnh tần số trừ trường hợp thiếu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số.

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 45 Thông tư này để đảm bảo yêu cầu dự phòng điều chỉnh tần số.

Mục 2

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CHU KỲ GIAO DỊCH TỚI

Điều 58. Dữ 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 03 giờ tiếp theo.

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

3. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá 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 54 Thông tư này.

5. Nhu cầu công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện và khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ này.

6. Công suất dự phòng khởi động nhanh và vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện cho chu kỳ giao dịch tới.

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

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

9. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

10. Sản lượng điện nhập khẩu.

Điều 59. Điều chỉnh sản lượng công bố của các nhà máy điện²³

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 tại Quy trình điều độ 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 54 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;

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.

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 $\pm 5\%$ 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 dự phòng điều chỉnh tần số.

3. Đối với các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành: 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 60. 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

²³ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 22 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

a)²⁴ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động các tổ máy theo thứ tự sau:

- Theo bản chào giá lập lịch;
- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo công suất điều chỉnh;
- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh theo lịch huy động ngày tới;

- Các tổ máy cung cấp dịch vụ vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện;

- Giảm công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số xuống mức thấp nhất cho phép.

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

3.²⁵ Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp thừa công suất

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

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

b) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

c) Giảm dần công suất phát của các tổ máy theo thứ tự huy động tại danh sách tổ máy đã được lập theo quy định tại Điều 53 Thông tư này;

d) Dừng các tổ máy khởi động chậm theo thứ tự huy động tại danh sách tổ máy đã được lập theo quy định tại Điều 53 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 dự phòng điều chỉnh tần số.

5. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong trường hợp thiếu công suất dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

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 dự phòng điều chỉnh tần số trừ trường hợp

²⁴ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 23 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

²⁵ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 24 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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;

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố theo quy định tại Điều 54 Thông tư này cho các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện để đảm bảo yêu cầu dự phòng điều tần.

Điều 61. 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 03 giờ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 60 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 59 Thông tư này.

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

7. Thông tin về cung cấp dự phòng điều chỉnh tần số

a) Nhu cầu công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của hệ thống điện;

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

c) Công suất cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số của các tổ máy phát điện trong danh sách tại Điểm b Khoản này.

Mục 3

VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 62. 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 hệ thống điện truyền tải 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 dự phòng điều chỉnh tần số 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 mức 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 41 Thông tư này.

Điều 63. Xử lý trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần

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

2. ²⁶ Trong trường hợp hồ chứa của nhà máy điện có 02 tuần liên tiếp vi phạm mức nước giới hạn tuần 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 điện này căn cứ theo bản chào mặc định quy định tại Điểm b Khoản 2 Điều 46 Thông tư này để đưa mực nước của hồ chứa về mức nước giới hạn tuần.

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

4. Trước 10h00 thứ Hai hàng 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 vi phạm mức nước hồ chứa tuần đầu tiên, nhà máy vi phạm mức nước tuần thứ hai;

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

Điều 64. 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 điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;

b) Không thể đưa ra lịch huy động chu kỳ giao dịch tới 10 phút trước thời điểm bắt đầu chu kỳ giao dịch.

²⁶ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 25 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

2. ²⁷ 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 dự phòng điều chỉnh tần số;
- c) Đáp ứng được yêu cầu về chất lượng điện áp.

3. 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 65. Dừng thị trường điện

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

- a) Do các tình huống khẩn cấp về thiên tai hoặc bảo vệ an ninh quốc phòng;
- b) Do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đề nghị dừng thị trường điện theo một trong các trường hợp sau:
 - Hệ thống điện vận hành trong chế độ cực kỳ khẩn cấp được quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải do Bộ Công Thương ban hành;
 - Không đảm bảo vận hành thị trường điện an toàn, liên tục.

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

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

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

²⁷ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 26 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

điện của Cục Điều tiết điện lực hoặc của cơ quan có thẩm quyền.

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

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

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

- Đảm bảo thực hiện các 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 cam kết sản lượng của các nhà máy điện khác;

- 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 66. Khôi phục thị trường điện

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

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

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

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

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

Mục 4

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

Điều 67. 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 68. 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 69. 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 70. 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;

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 71. 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 70 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 được quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện 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 được quy định tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 72. 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 70 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.

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 số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

3. Đơn vị mua buôn điện có trách nhiệm thu thập số liệu đo đếm giao nhận trong phạm vi quản lý và gửi về kho số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

4. Các nhà máy điện có công suất đặt trên 30 MW và nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống là thành viên thị trường bán buôn điện cạnh tranh 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 (có công suất đặt từ 30MW trở xuống 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.

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.

Điều 73. 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 74. 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 72 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 số liệu đo đếm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

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)²⁸ Trước 12h00 ngày D+4, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thực hiện kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm, phát hiện các phát sinh, sự kiện dẫn đến chênh lệch sản lượng gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ý kiến phản hồi xác nhận về đối soát số liệu đo đếm. Sau thời điểm này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không tiếp nhận phản hồi về phát sinh liên quan đến số liệu đo đếm của ngày D. Trường hợp không có phản hồi từ các đơn vị trên trang thông tin điện tử thị trường điện trước 12h00 ngày D+4 thì được coi là các đơn vị đã xác nhận đồng ý và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm xử lý những ý kiến phản hồi phát sinh;

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

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

e) Trước 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.

²⁸ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 27 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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 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 đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành và các quy trình hướng dẫn thực hiện.

Điều 75. Kiểm tra số liệu đo đếm

1. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm 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 phải được đối chiếu, so sánh với số liệu do đơn vị quản lý số liệu đo đếm 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 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 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 tại Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện 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 76. 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 thỏa thuận đo đếm 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 77. 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 74, Điều 75 và Điều 76 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 tại Quy trình thu thập, xử lý, quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành hướng dẫn thực hiện Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện 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 78. 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.

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 79. 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.

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 80. 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 79 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 26 Thông tư này (đồng/kWh).

Điều 81. 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 64 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 82. 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 79 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 83. 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 26 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 82 Thông tư này.

Điều 84. 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 85. 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 86. 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});
- c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Q_{du}) trong trường hợp nhà máy điện không vận hành qua hệ thống AGC;
- d) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường (Q_{smp}).

2. Trong trường hợp tổ máy phát điện không vận hành qua hệ thống AGC, 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:

$$Q_{dd_i} = \frac{1}{60} \times \left\{ P_{dd_i^0} \times t_i^1 + \sum_{j=1}^J (P_{dd_i^{j-1}} + P_{dd_i^j}) \times \frac{t_i^j - t_i^{j-1}}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} P_{dd_i^j} \times (t_i^{j+1} - t_i^j) + P_{dd_i^J} \times (\Delta T - t_i^J) \right\}$$

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);

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

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

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

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

Khoảng thời gian từ thời điểm lệnh điều độ t_i^j 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:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$$\Delta Q_i = Qmq_i - Qdd_i$$

Trong đó:

ΔQ_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);

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

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

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

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

Trong đó:

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);

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

+ Trường hợp $\Delta Q_i > \varepsilon$: $Q_{du_i} = \Delta Q_i \times k_{qd}$

Trong đó:

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

ΔQ_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);

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:

$$Q_{du_i} = \sum_{g=1}^G Q_{du_{i,g}}$$

Trong đó:

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

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

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

đ) Trường hợp tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động hoặc quá trình dừng 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 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 $Q_{mq_i^j} - Q_{du_i^j} \geq Q_{bb_i^j}$ và $Q_{du_i^j} \geq 0$:

$$Q_{bp_i^j} = \min\{Q_{mq_i^j} - Q_{du_i^j} - Q_{bb_i^j}, Q_{gb_i^j}\}$$

Trường hợp $Q_{mq_i^j} \geq Q_{bb_i^j}$ và $Q_{du_i^j} < 0$:

$$Q_{bp_i^j} = \min\{Q_{mq_i^j} - Q_{bb_i^j}, Q_{gb_i^j}\}$$

Trường hợp $Q_{mq_i^j} < Q_{bb_i^j}$: $Q_{bp_i^j} = 0$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i ;

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

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

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

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

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 đầu 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 đầu 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);

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

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

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

Trường hợp $Q_{du} > 0$:

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

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:

$Q_{mq.dc}^i$: 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:

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

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 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^{lim}) thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt công suất P_i^{lim} ;

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^{lim}) thì t_i^j được xác định là thời điểm tổ máy đạt mức công suất P_i^{lim} ;

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

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

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

$t_i^j - t_i^{j-1}$: 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 chỉnh

tần số 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:

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

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).

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 87. 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 ($Q_{mq_i} \leq Q_i^d$);

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

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 86 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_i^d) được xác định theo quy định tại Điều 38 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 86 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 tại Quy trình lập lịch huy động và vận hành thời gian thực do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 88. Thanh toán điện năng thị trường

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

toán tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo công thức sau:

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

Trong đó:

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

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

R_{bp} : 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_{con} : Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng);

R_{du} : 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:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$$R_{smp} = \sum_{i=1}^I R_{smp_i}$$

Trong đó:

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

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

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

$$R_{bp_i} = \sum_{j=1}^I (Q_{bp_i^j} \times P_{b_i^j}) - \left(\sum_{j=1}^I Q_{bp_i^j} - Q_{bp_i} \right) \times P_{b_i}^{\max}$$

Trong đó:

R_{bp_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;

I : 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;

$P_{b_i^j}$: 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);

$P_{b_i}^{\max}$: 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);

$Q_{bp_i^j}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo công suất được chào với mức giá $P_{b_i^j}$ 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);

Q_{bp_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:

$$R_{bp} = \sum_{i=1}^I R_{bp_i}$$

Trong đó:

R_{bp} : 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).

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 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:

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 89. Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 90. 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 104 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 hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Mục 2

THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

Điều 91. 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 76 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 hợp đồng tháng M của nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại Điều 27 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 năm 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 82 Thông tư này.

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

Điều 92. 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:

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

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 91 Thông tư này (đồng).

2. ²⁹ Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị mua buôn điện l trong chu kỳ thanh toán cho nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị mua buôn điện được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$C_{m2}(l, g, i)$: 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:

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

Trong đó:

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

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

²⁹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 28 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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 88 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 89 Thông tư này (đồng);

$C_{m2}(l,g,i)$: 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 được xác định tại Điểm b Khoản 3 Điều 91 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 91 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 93. 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:

$$R_c(i) = [P_c - FMP(i)] \times Q_c(i)$$

Trong đó:

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

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

P_c : 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;

$R_c(i)$: 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 94. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số, 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 88 và Điều 89 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 chỉnh tần số, 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 chỉnh tần số 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 chỉnh tần số 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:

$$Q_{dt} = \text{Min} \{ [Q_{cb} - Q_{mq}], Q_{đtcb} \}$$

$Q_{đtcb}$: Sản lượng tương ứng với công suất dự phòng điều chỉnh tần số công bố cho ngày 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).

Điều 95. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để đảm bảo an ninh hệ thống điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

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

Điều 96. 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:

1.³⁰ Các khoản thanh toán theo thị trường điện: Thực hiện theo các quy định tại Khoản 2 và Khoản 6 Điều 88 và Điều 89 Thông tư này.

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

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

α : Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thủy điện có hồ điều tiết dưới 02 ngày do Cục Điều tiết điện lực 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 $Q_{du}(i) \leq 0$, $Q_{hc}(i) = Q_m(i)$.

³⁰ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 29 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

$Q_m(i)$: 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 hợp đồng theo quy định tại Điểm a Khoản này và theo công thức quy định tại Điều 90 Thông tư này.

Điều 97. 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 cung cấp theo quy định tại Khoản 2 Điều 76 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 cung cấp theo quy định tại Khoản 1 Điều 76 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. ³¹ Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng theo quy định tại Điểm d Khoản 3 Điều 60 Thông tư này hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 60 Thông tư này 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 đảm bảo an ninh hệ thống 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.

³¹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 30 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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) 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. ³² 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 an ninh hệ thống, 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 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 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.

9. ³³ Trường hợp 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 để đảm bảo an ninh hệ thống điện: Thực hiện thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ.

Điều 98. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp

³² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 31 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

³³ Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 32 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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 cung cấp theo quy định tại Khoản 2 Điều 76 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 cung cấp theo quy định tại Khoản 1 Điều 76 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) ³⁴ Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng phát điện theo quy định tại Điểm d Khoản 3 Điều 60 Thông tư này hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều 60 Thông tư này 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 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:

³⁴ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 33 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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

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 99. Thanh toán khi can thiệp thị trường điện

Trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện được quy định tại Điều 64 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.

Điều 100. Thanh toán khi dừng thị trường điện

Trong thời gian dừng thị trường điện, 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 101. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

1. 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.

2. Trước 16h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho các đơn vị mua điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán.

Điều 102. 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 mẫu quy định tại Phụ lục 3 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 mẫu quy định tại Phụ lục 3 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 tại Phụ lục 3 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 103. 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 98 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 mẫu quy định tại Phụ lục 4 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 104. 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 lập và gửi chứng từ thanh toán hợp đồng 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 trong chu kỳ thanh toán.

Điều 105. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập hồ sơ thanh toán dịch vụ phụ trợ theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ.

Điều 106. 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 107. 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 hàng tháng, trường hợp đơn vị phát điện chưa nhận được Bảng kê thanh toán thị trường điện mà nguyên nhân không phải từ đơn vị phát điện, đơn vị phát điện có quyền lập, gửi hồ sơ tạm và hóa đơn thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký. Sau khi bảng kê thanh toán thị trường điện được phát hành, phần chênh lệch giữa giá trị tạm thanh toán và giá trị quyết toán được bù trừ vào tháng kế tiếp.

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

Điều 108. 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 109. 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 92 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 93 Thông tư này.

3.³⁵ 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 91, Điểm c Điểm d Khoản 1 Điều 98, Điều 99 và Điều 100 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 110. 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 và điều độ;
- d) Phần mềm phục vụ tính toán thanh toán;
- đ) Các phần mềm khác phục vụ hoạt động thị trường điện.

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

Điều 111. 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

³⁵ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 34 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

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 112. 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 113. Kiểm toán phần mềm

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

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

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

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

d) Kiểm toán định kỳ.

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

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

Điều 114. 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. Công 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 115. 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 Cục Điều tiết điện lực thông qua.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trang bị thiết bị dự phòng cho hệ thống thông tin thị trường 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 116. 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 tại Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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

- a) Thông tin về các thành viên tham gia thị trường điện;
- b) Dữ liệu về phụ tải hệ thống;
- c) Số liệu thống kê về giá thị trường;

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

Điều 117. 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 118. 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 119. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

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

2. Các thông tin tự tổng hợp, phân tích từ các thông tin công bố trên thị trường điện, không phải do các thành viên tham gia thị trường điện khác cung cấp sai quy định tại Điều 118 Thông tư này.

Điều 120. 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 121. Trách nhiệm thực hiện giám sát thị trường điện

1. Cục Điều tiết 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 đơn vị thành viên 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. Đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Cục Điều tiết điện lực trong giám sát thị trường điện; phát hiện và báo cáo Cục Điều tiết điện lực các vấn đề phát sinh, các hành vi có dấu hiệu vi phạm trong quá trình vận

hành thị trường điện.

Điều 122. 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 tại Quy trình quản lý, vận hành hệ thống thông tin thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành, cụ thể như sau:

1. Trước 15h00 hàng ngày, công bố báo cáo vận hành thị trường điện ngày hôm trước.
2. Trước 16h00 thứ Ba hàng tuần, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tuần trước.
3. Trước ngày 20 hàng tháng, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.
4. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, công bố báo cáo vận hành thị trường điện năm trước.

Điều 123. 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 Cục Điều tiết 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, giờ tới, thời gian thực và tính toán thanh toán;
- Các thông tin, số liệu cần thiết khác theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực để giám sát thị trường điện.

b) Đơn vị thành viên 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 Cục Điều tiết 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 Cục Điều tiết 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 Cục Điều tiết điện lực. Danh mục các thông tin, dữ liệu thị trường điện đồng bộ hóa do Cục Điều tiết 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 Cục Điều tiết điện lực quy định.

b) Đơn vị thành viên thị trường điện cung cấp thông tin, dữ liệu dưới dạng văn bản hoặc file số liệu theo biểu mẫu khi Cục Điều tiết 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 Cục Điều tiết 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) Đơn vị thành viên thị trường điện có trách nhiệm đảm bảo chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cục Điều tiết điện lực phục vụ điều tra và có xác nhận đảm bảo chính xác của đơn vị cấp dữ liệu.

Điều 124. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện³⁶

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 quy định tại Phụ lục 6 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: Cục Điều tiết 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 quy định tại Phụ lục 6 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: Cục Điều tiết 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;

³⁶ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 35 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

- 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 quy định tại Phụ lục 6 Thông tư này;

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

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điều tiết 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 quy định tại Phụ lục 6 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: Cục Điều tiết 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: Cục Điều tiết 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 Cục Điều tiết điện lực.

Điều 125. Kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

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

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

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

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

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

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

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

4. 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 Cục Điều tiết điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương XI

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 126. Giải quyết tranh chấp trong thị trường điện

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

Điều 127. Phát hiện và trình báo vi phạm

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

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

a) Ngày, tháng, năm trình báo;

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

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

d) Mô tả hành vi có dấu hiệu vi phạm;

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

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

Điều 128. Xác minh hành vi vi phạm

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

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

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

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

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

d) Triệu tập đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị bị ảnh hưởng do hành

vi vi phạm đề lấy ý kiến về hướng giải quyết và khắc phục hành vi vi phạm.

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

Điều 129. Lập Biên bản vi phạm hành chính

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

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

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

Điều 130. Xử lý vi phạm

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

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có hành vi vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực ngoài việc bị xử phạt vi phạm hành chính theo quy định tại Nghị định số 134/2013/NĐ-CP còn bị đình chỉ tham gia thị trường điện, cụ thể như sau:

a) Nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện khi có một trong các hành vi vi phạm sau đây:

- Không cung cấp thông tin hoặc cung cấp thông tin không chính xác cho việc lập kế hoạch vận hành thị trường điện và lịch huy động các tổ máy trong hệ thống điện;

- Không cung cấp thông tin hoặc cung cấp thông tin không chính xác cho việc giải quyết tranh chấp và xử lý vi phạm trên thị trường điện cạnh tranh theo quy định của pháp luật;

- Thỏa thuận trực tiếp hoặc gián tiếp với các đơn vị khác trong việc hạn chế hoặc kiểm soát công suất chào bán trên thị trường nhằm tăng giá điện năng thị trường điện giao ngay và làm ảnh hưởng đến an ninh cung cấp điện;

- Thỏa thuận với các đơn vị phát điện khác trong việc chào giá để được lập lịch huy động;

- Thỏa thuận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong việc chào giá để được lập lịch huy động không đúng quy định;

- Các hành vi vi phạm khác gây hậu quả nghiêm trọng về đảm bảo an ninh cung cấp điện hoặc về tài chính cho các đơn vị khác trong thị trường điện.

b) Trong thời gian nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện:

- Nhà máy điện không được chào giá trên thị trường điện, nhưng phải tuân thủ các quy định khác áp dụng cho các nhà máy không tham gia thị trường điện;

- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch và công bố biểu đồ huy động công suất cho nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện theo quy định tại Điểm a, Điểm b và Điểm c Khoản 1 Điều 11 Thông tư này.

3. Nhà máy điện bị đình chỉ tham gia thị trường điện được khôi phục tham gia thị trường điện khi đã hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong Quyết định đình chỉ tham gia thị trường điện. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện này có trách nhiệm gửi tài liệu chứng minh việc hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong Quyết định đình chỉ tham gia thị trường điện về Cục Điều tiết điện lực để xem xét khôi phục tham gia thị trường điện cho nhà máy điện.

Chương XII **TỔ CHỨC THỰC HIỆN**

Điều 131. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

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

2. Ban hành các quy trình hướng dẫn thực hiện Thông tư này.

3. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn thực hiện chuyển đổi từ thị trường phát điện cạnh tranh sang thị trường bán buôn điện cạnh tranh, thực hiện hợp đồng mua bán điện mẫu 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.

4. 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, hướng dẫn về việc tham gia thị trường điện của các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

Điều 132. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trong thời hạn 30 ngày tính từ ngày ban hành Thông tư này, chỉ đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị có liên quan xây dựng và trình Cục Điều tiết điện lực ban hành các quy trình hướng dẫn thực hiện các nội dung sau:

a) Lập kế hoạch vận hành thị trường điện;

b) Lập lịch huy động và vận hành thời gian thực;

- c) Tính toán thanh toán trong thị trường điện;
- d) Quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện;
- đ) Phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và đơn vị mua điện.

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

3. Thực hiện kiểm tra và công nhận các chức danh tham gia công tác vận hành thị trường điện cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo các quy định có liên quan.

Điều 133. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan

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

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

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị thành viên 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.

Điều 134. ³⁷(được bãi bỏ)

Điều 135. Hiệu lực thi hành³⁸

³⁷ Điều này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 3 Điều 29 Thông tư số 57/2020/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 02 năm 2021.

³⁸ Điều 2 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020 quy định như sau:

“Điều 2. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.
2. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, các đơn vị có liên quan phản ánh về Cục Điều tiết điện lực để xem xét, giải quyết theo thẩm quyền hoặc báo cáo về Bộ Công Thương để giải quyết.”

Điều 29 Thông tư số 57/2020/TT-BCT quy định về phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực từ kể ngày 22 tháng 02 năm 2021 quy định như sau:

“Điều 29. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 22 tháng 02 năm 2021 và thay thế các Thông tư sau:
 - a) Thông tư số 56/2014/TT-BCT;
 - b) Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT; 2. Bãi bỏ Điều 1 Thông tư số

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 01 năm 2019.
2. Bãi bỏ Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh.
3. Bãi bỏ Thông tư số 18/2012/TT-BCT ngày 29 tháng 6 năm 2012 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định giám sát thị trường phát điện cạnh tranh.
4. Bãi bỏ Thông tư số 28/2018/TT-BCT ngày 27 tháng 9 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh.
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 bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

BỘ CÔNG THƯƠNG

Số: 07 /VBHN-BCT

Nơi nhận:

- Văn phòng Chính phủ (để đăng Công báo);
- Bộ Tư pháp (để theo dõi);
- Văn phòng Bộ (để đăng Trang thông tin điện tử Bộ Công Thương);
- Vụ Pháp chế (để đăng tải CSDLQG về VBQPPL);
- Lưu: VT, ĐTĐL.



XÁC THỰC VĂN BẢN HỢP NHẤT

Hà Nội, ngày 03 tháng 3 năm 2021

BỘ TRƯỞNG



Trần Tuấn Anh

13/2017/TT-BCT ngày 03 tháng 8 năm 2017 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT; Thông tư số 30/2014/TT-BCT quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 57/2014/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện;

3. Bãi bỏ Điều 134 và Phụ lục 5 Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT;

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

Phụ lục 1

MẪU BẢNG GIÁ TRẦN BÀN CHÀO CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

1. Tên nhà máy điện:.....

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

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

**Phụ lục 2
MẪU BẢN CHÀO**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

Chu kỳ giao dịch	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)			(Tên tổ máy điện)		(Nhiên liệu)	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)			(Tên tổ máy điện)		(Nhiên liệu)			
				Giá chào (Đồng/kWh)									Giá chào (Đồng/kWh)								
	Khoảng công suất chào, MW			Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5	Khoảng công suất chào, MW			Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5					
	Pmin	Công suất công bố		Ngưỡng công suất tương ứng						Pmin	Công suất công bố		Ngưỡng công suất tương ứng								
1																					
2																					
3																					
..																					
..																					
..																					
..																					
..																					
..																					
..																					
..																					
Tốc độ tăng công suất tối đa:										Tốc độ tăng công suất tối đa:											
Tốc độ giảm công suất tối đa:										Tốc độ giảm công suất tối đa:											

Phụ lục 3
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

I. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN

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

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

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

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

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng (MWh)	Giá điện năng thị trường (Đồng/kWh)	Thành tiền (Đồng)
1			
2			
....			
24 (48)			
Tổng cộng			

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

Chu kỳ giao dịch	(Tên nhà máy điện)								
	(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)		
	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ
1	ΔQ1	P1							
	ΔQ2	P2							
....									
24 (48)									
Tổng cộng									

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

Chu kỳ giao dịch	Tên nhà máy điện								
	Tên tổ máy			Tên tổ máy			Tên tổ máy		
	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, Đồng/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, Đồng/kWh	Thành tiền, Đồng
1									
....									
24 (48)									
Tổng cộng									

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

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng thanh toán theo giá công suất (MWh)	Giá công suất thị trường (Đồng/kWh)	Thành tiền Đồng
1			
2			
...			
....			
....			
Tổng cộng			

II. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Bảng 6. BẢNG KÊ NGÀY THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / TỪ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN ĐƯỢC PHÂN BỐ HỢP ĐỒNG GIỮA TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM VÀ CÁC ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng điện $Q_{m1}(l,i)$ (kWh)	Giá CFMP(i) (Đồng/kWh)	Thành tiền $C_{m1}(l,i)$ Đồng
1			
2			
...			
....			
....			
Tổng cộng	$Q_{m1}(l,D) = \Sigma Q_{m1}(l,i)$		$TC_{m1}(l,D) = \Sigma C_{m1}(l,i)$

Bảng 7. BẢNG KÊ NGÀY THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / NHÀ MÁY ĐIỆN g KÝ HỢP ĐỒNG TRỰC TIẾP

Chu kỳ giao dịch	Sản lượng điện $Q_{m2}(l,g,i)$ (kWh)	Giá CFMP(i) (Đồng/kWh)	Thành tiền $C_{m2}(l,g,i)$ Đồng
1			
2			
...			
....			
...			
Tổng cộng	$Q_{m2}(l,g,D) = \Sigma Q_{m2}(l,g,i)$		$C_{m2}(l,g,D) = \Sigma C_{m2}(l,g,i)$

Phụ lục 4
MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG

(Ban hành kèm theo Thông tư số 45 /2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

I. BẢNG KÊ ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN

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

Bảng 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN THÁNG___

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

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

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

Bảng 3. BẢNG KÊ THANH TOÁN SẢN LƯỢNG THEO GIÁ CÔNG SUẤT THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG

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

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

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

II. BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN

Bảng 4. BẢNG KÊ THÁNG THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / TỪ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN ĐƯỢC PHÂN BỐ HỢP ĐỒNG

Ngày giao dịch	Khoản thanh toán thị trường giao điện ngay mua từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng $C_{mi}(l,D)$ (Đồng)
1	
2	
...	
...	
31	
Tổng cộng	$TC_{mi}(l,M)=\Sigma C_{mi}(l,D)$

Bảng 5. BẢNG KÊ THÁNG THANH TOÁN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY CỦA ĐƠN VỊ MUA BUÔN ĐIỆN / NHÀ MÁY ĐIỆN KÝ HỢP ĐỒNG TRỰC TIẾP

Ngày giao dịch	Khoản thanh toán thị trường điện giao ngay mua từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng $C_{m2}(l,g,D)$ (Đồng)	Sản lượng điện mua theo giá thị trường từ nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp $Q_{m2}(l,g,D)$ (kWh)	Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho đơn vị mua buôn điện của nhà máy điện g $Uplift_M(g)$ (Đồng/kWh)	Tổng chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của ĐVMB l từ NMD g - $TC_{m2}(l,g,M)$ (Đồng)
1				
2				
...				
....				
31				
Tổng cộng	$\Sigma C_{m2}(l,g,D)$	$Q_{m2}(l,g,M) = \Sigma Q_{m2}(l,g,D)$	$Uplift_M(g)$	$TC_{m2}(l,g,M) = \Sigma C_{m2}(l,g,D) + Q_{m2}(l,g,M) * Uplift_M(g)$

Phụ lục 5³⁹ (được bãi bỏ)

³⁹ Phụ lục này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 2 Điều 29 Thông tư số 57/2020/TT-BCT quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện, có hiệu lực kể từ ngày 22 tháng 02 năm 2021.

Phụ lục 6⁴⁰

MẪU BÁO CÁO CÔNG TÁC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 24 /2019/TT-BCT ngày 14 tháng 11 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện)

STT	TÊN MẪU BÁO CÁO
Mẫu 01	Báo cáo vận hành thị trường điện tháng của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
Mẫu 02	Báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
Mẫu 03	Báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch
Mẫu 04	Báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị mua điện

⁴⁰ Phụ lục này được bổ sung theo quy định tại khoản 36 Điều 1 Thông tư số 24/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15 tháng 11 năm 2018 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2020.

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP
(nếu có)

(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO)

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: .../...

..., ngày ... tháng ... năm...

BÁO CÁO

Về việc vận hành thị trường điện tháng

Kính gửi: Cục Điều tiết điện lực

Các nội dung báo cáo:

1. Cơ cấu các nhà máy điện tham gia thị trường điện.
2. Công tác lập kế hoạch thị trường điện, lập lịch huy động các nhà máy điện, điều độ thời gian thực.
3. Giá thị trường điện (khâu phát điện, khâu mua điện).
4. Công tác tính toán thanh toán và xác nhận các bảng kê thanh toán thị trường điện.
5. Doanh thu trên thị trường điện các nhà máy điện và chi phí mua điện của các đơn vị mua buôn điện.
6. Tình hình thu thập số liệu đo đếm, vận hành các hệ thống công nghệ thông tin phục vụ thị trường điện và hệ thống điện và công tác công bố thông tin thị trường điện khâu phát điện và khâu mua điện.
7. Các vướng mắc và kiến nghị của đơn vị.

Nơi nhận:

- Như trên;

- ...

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP

(nếu có)

(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO)

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: .../...

..., ngày ... tháng ... năm...

BÁO CÁO

VỀ VIỆC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NĂM

Kính gửi: Cục Điều tiết điện lực

Các nội dung báo cáo:

1. Cơ cấu các nhà máy điện tham gia thị trường điện.
2. Công tác lập kế hoạch thị trường điện, lập lịch huy động các nhà máy điện, điều độ thời gian thực.
3. Giá thị trường điện (khâu phát điện, khâu mua điện).
4. Công tác tính toán thanh toán và xác nhận các bảng kê thanh toán thị trường điện.
5. Doanh thu trên thị trường điện các nhà máy điện và chi phí mua điện của các đơn vị mua buôn điện.
6. Tình hình thu thập số liệu đo đếm, vận hành các hệ thống công nghệ thông tin phục vụ thị trường điện và hệ thống điện và công tác công bố thông tin thị trường điện khâu phát điện và khâu mua điện.
7. Các vướng mắc và kiến nghị của đơn vị.

Nơi nhận:

- Như trên;

- ...

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP

(nếu có)

(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO)

Số: .../...

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

..., ngày ... tháng ... năm...

BÁO CÁO

Về việc vận hành thị trường điện năm

Kính gửi: Cục Điều tiết điện lực

Các nội dung báo cáo:

1. Đánh giá về việc thực hiện các quy định thị trường điện.
2. Kết quả về sản lượng và doanh thu của đơn vị.
3. Các vướng mắc và kiến nghị của đơn vị.

Nơi nhận:

- Như trên;

- ...

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP
(nếu có)

CỘNG HOÀ XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO)

Số: .../...

..., ngày ... tháng ... năm...

BÁO CÁO

Về việc vận hành thị trường điện năm

Kính gửi: Cục Điều tiết điện lực

Các nội dung báo cáo:

1. Đánh giá về việc thực hiện các quy định thị trường điện.
2. Công tác cung cấp và xác nhận các số liệu đo đếm.
3. Công tác dự báo phụ tải.
4. Công tác các bảng kê thanh toán thị trường điện.
5. Kết quả chi phí mua điện trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh.
6. Các vướng mắc và kiến nghị của đơn vị.

Nơi nhận:

- Như trên;

- ...

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)