PHẦN VĂN BẢN KHÁC

VĂN BẢN HỢP NHẤT

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

THÔNG TƯ
Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh

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, được sửa đổi, bổ sung một số điều bởi:

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

2. Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xây dựng giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Căn cứ Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 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 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 phát điện cạnh tranh.[1]

---

[1] Thông tư số 21/2015/TT-BCT ngày 23 tháng 6 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, trình tự kiểm tra hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện có căn cứ ban hành như sau:

"Căn cứ Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 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 và 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;

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, trình tự kiểm tra hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện."

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là thị trường điện) và trách nhiệm của các đơn vị tham gia thị trường 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 duy nhất.

2. Đơn vị phát điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Đơn vị truyền tải điện.

5. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng.

6. 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. *Bản chào giá* là bản chào bán điện năng lên thị trường điện của mỗi 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.

2. *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, giờ tới.

3. *Bảng kê thanh toán* là bảng tính toán các khoản thanh toán cho nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường 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.

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

"*Căn cứ Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 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 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 sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện."

4. *Can thiệp vào 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 59 Thông tư này.

5. *Chu kỳ giao dịch* là khoảng thời gian 01 giờ tính từ phút đầu tiên của mỗi giờ.

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

7. *Công suất công bố* là mức công suất sẵn sàng lớn nhất của tổ máy phát điện được các 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.

8. *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.

9. *Công suất huy động giờ tới* là mức công suất của tổ máy phát điện dự kiến được huy động cho giờ đầu tiên trong lịch huy động giờ tới.

10. *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.

11. *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.

12. *Công suất thanh toán* là mức công suất của tổ máy nằm trong lịch công suất hàng giờ và được thanh toán giá công suất thị trường.

13. *Dịch vụ phụ trợ* là các dịch vụ điều chỉnh tần số, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội, vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen.

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

15. *Đơn vị chào giá* là các đơn vị trực tiếp nộp bản chào giá trong thị trường điện, bao gồm các 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.

16. *Đơn vị mua buôn duy nhất* là đơn vị mua điện duy nhất trong thị trường điện, có chức năng mua toàn bộ điện năng qua thị trường điện và qua hợp đồng mua bán điện.

17. *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 buôn duy nhất.

18. *Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện không được chào giá trực tiếp trên thị trường điện.

19. *Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện có nhà máy điện được chào giá trực tiếp trên thị trường điện.

20. *Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng* là đơn vị cung cấp, lắp đặt, quản lý vận hành hệ thống thu thập, xử lý, lưu trữ số liệu đo đếm điện năng và mạng đường truyền thông tin phục vụ thị trường điện.

21. *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.

22. *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.

23. *Giá công suất thị trường* là mức giá cho một đơn vị công suất tác dụng xác định cho mỗi chu kỳ giao dịch, áp dụng để tính toán khoản thanh toán công suất cho các đơn vị phát điện trong thị trường điện.

24. *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.

25. *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 cho các đơn vị phát điện trong thị trường điện.

26. *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.

27. *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.

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

29. *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.

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

31. *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.

32. *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.

33. *Hợp đồng mua bán điện* là văn bản thỏa thuận mua bán điện giữa Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện hoặc mua bán điện với nước ngoài.

34. *Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác* là hợp đồng mua bán điện ký kết giữa Đơn vị mua buôn duy nhất với các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

35. *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.

36. *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.

37. *Lịch công suất* là lịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập sau vận hành để xác định lượng công suất thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch.

38. *Lịch huy động giờ 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 ba chu kỳ giao dịch liền kề sau đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập.

39. *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.

40. *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.

41. *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.

42. *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.

43. *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.

44. *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 và công bố.

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

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

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

48. *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.

49. *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 thỏa 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.

50. *Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu* là các nhà máy thủy điện lớn có vai trò quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh do nhà nước độc quyền xây dựng và vận hành.

51. *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.

52. *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 giờ tới cho các tổ máy phát điện trong thị trường điện.

53. *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 30 MW 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 60 MW (đáp ứng tiêu chuẩn áp dụng biểu giá chi phí tránh được).

54. *Sản lượng đo đếm* là lượng điện năng đo đếm được của nhà máy điện tại vị trí đo đếm.

55. *Sản lượng hợp đồng giờ* là sản lượng điện năng được phân bổ cho từng chu kỳ giao dịch và được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

56. *Sản lượng hợp đồng năm* là sản lượng điện năng cam kết hàng năm trong hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

57. *Sản lượng hợp đồng tháng* là sản lượng điện năng được phân bổ từ sản lượng hợp đồng năm cho từng tháng.

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. *Thành viên tham gia thị trường điện* là các đơn vị tham gia vào các hoạt động giao dịch hoặc cung cấp dịch vụ trên thị trường điện, quy định tại Điều 2 Thông tư này.

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

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 đặc biệt được quy định trong Thông tư này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá 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 trong chu kỳ giao dịch lớn hơn 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 cả 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 hòa 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 giữa Đơn vị phát điện và đơn vị mua buôn điện duy nhất theo quy định tại Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 27 tháng 9 năm 2009 quy định đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh và theo hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua buôn duy nhất.

Chương II
ĐĂNG KÝ THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 4. Trách nhiệm tham gia thị trường 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, trừ các nhà máy điện quy định tại Khoản 3 Điều này, có trách nhiệm tham gia thị trường điện chậm nhất là 06 tháng đối với nhà máy thủy điện và 12 tháng đối với nhà máy nhiệt điện kể từ ngày vận hành thương mại của nhà máy điện.

2. Nhà máy điện có công suất đặt đến 30 MW, đấu nối lưới điện cấp điện áp từ 110 kV trở lên, trừ các nhà máy điện quy định tại Khoản 3 Điều này, được quyền lựa chọn tham gia thị trường điện. Trường hợp lựa chọn tham gia thị trường điện, nhà máy điện phải đáp ứng các yêu cầu sau:

a) Chuẩn bị cơ sở hạ tầng theo quy định tại Khoản 5 Điều này;

b) Hoàn thiện và nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 2 và Khoản 3 Điều 5 và Khoản 1 Điều 6 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.[2] Các nhà máy điện không tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Các nhà máy điện BOT (đã ký kết hợp đồng hoặc đã thỏa thuận xong hợp đồng nguyên tắc);

b) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo, trừ thủy điện;

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 lên hệ thống điện quốc gia mà đã ký hợp đồng mua bán điện trước ngày 01 tháng 01 năm 2016 và hợp đồng mua bán điện này còn hiệu lực đến sau ngày 01 tháng 01 năm 2016.

3a.[3] Nhà máy điện BOT không thuộc trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 3 Điều này, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia không thuộc trường hợp quy định tại Điểm d Khoản 3 Điều này có trách nhiệm chuẩn bị cơ sở hạ tầng theo quy định tại Khoản 5 Điều này và tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều này.

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 phát điện không tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 3 Điều này trong năm N để công bố cho các thành viên tham gia thị trường điện.

5. Các 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, hệ thống SCADA/EMS và hệ thống đo đếm điện năng đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện.

6. Trường hợp nhà máy điện đáp ứng đủ điều kiện nhưng chưa tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều này:

---

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

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

a) Trước ngày 25 hàng tháng, nhà máy điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực đồng thời gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị mua buôn duy nhất tiến độ đầu tư, hoàn thành các hạng mục đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tiếp tục lập lịch và công bố biểu đồ huy động công suất cho nhà máy điện;

c) Nhà máy điện được tạm thanh toán toàn bộ sản lượng thực tế đã phát trong chu kỳ thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên. Số tiền điện chênh lệch (10% còn lại) được quyết toán trong chu kỳ thanh toán của tháng đầu tiên khi nhà máy trực tiếp tham gia chào giá trên thị trường điện.

Điều 5. Hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1. Trước 02 tháng kể từ thời điểm chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Khoản 1 Điều 4 Thông tư này, Đơn vị phát điện có trách nhiệm hoàn thiện hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện đối với từng nhà máy điện.

1a.[4] Đơn vị phát điện có trách nhiệm nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện đối với từng nhà máy điện về Cục Điều tiết điện lực theo một trong các hình thức sau:

a) Đăng ký theo hình thức trực tuyến tại địa chỉ sau:

http://thamgiathitruongdien.dvctt.gov.vn;

b) Gửi qua đường bưu điện;

c) Nộp trực tiếp tại trụ sở Cục Điều tiết điện lực.

2. Hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Bản đăng ký tham gia thị trường điện, trong đó ghi rõ tên, địa chỉ của Đơn vị phát điện, nhà máy điện;

b) Bản sao Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện;

c) Tài liệu nghiệm thu đưa vào vận hành các hệ thống theo quy định tại Khoản 5 Điều 4 Thông tư này;

d) Các thông tin cần thiết khác theo quy định tại Quy trình đăng ký tham gia thị trường điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

---

[4] Khoản này được bổ sung theo quy định tại Khoản 2 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

3.[5] Số lượng hồ sơ

a) 01 bộ đối với đăng ký theo hình thức đăng ký trực tuyến;

b) 02 bộ đối với đăng ký qua đường bưu điện hoặc đăng ký trực tiếp tại trụ sở Cục Điều tiết điện lực.

Điều 6. Phê duyệt hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1.[6] ***(được bãi bỏ)***

2.[7] Cục Điều tiết điện lực tiếp nhận hồ sơ, kiểm tra tính đầy đủ và hướng dẫn bổ sung hoàn thiện hồ sơ ngay khi nhận hồ sơ trong trường hợp hồ sơ nộp trực tiếp hoặc trong thời hạn 02 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ trong trường hợp tiếp nhận hồ sơ qua đường bưu điện hoặc đăng ký theo hình thức trực tuyến.

3.[8] Trong thời hạn 02 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ đầy đủ, Cục Điều tiết điện lực gửi 01 bộ hồ sơ (gửi văn bản hoặc theo hình thức trực tuyến) cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trả lời Cục Điều tiết điện lực bằng văn bản về việc xác nhận khả năng và thời điểm tham gia thị trường điện của nhà máy điện.

---

[5] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 2 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[6] Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại Khoản 3 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[7] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 3 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[8] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 3 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

5. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức đánh giá hồ sơ:

a) Trường hợp hồ sơ hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực ban hành quyết định phê duyệt tham gia thị trường điện, gửi trực tiếp hoặc qua đường bưu điện tới Đơn vị phát điện và thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b)[9] Trường hợp hồ sơ không hợp lệ:

- Cục Điều tiết điện lực gửi văn bản theo hình thức trực tuyến hoặc gửi qua đường bưu điện tới Đơn vị phát điện nêu rõ trường hợp hồ sơ không hợp lệ và yêu cầu Đơn vị phát điện giải trình, hoàn thiện hồ sơ;

- Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày Đơn vị phát điện nhận được văn bản yêu cầu, Đơn vị phát điện gửi Cục Điều tiết điện lực bằng hình thức gửi trực tiếp hoặc trực tuyến hoặc qua đường bưu điện văn bản giải trình và hồ sơ hoàn thiện;

- Trong thời hạn 03 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ đầy đủ của Đơn vị phát điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức đánh giá hồ sơ theo quy định tại Khoản này.

Điều 7. Thông tin thành viên tham gia thị trường điện

1. Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng 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 lưu trữ thông tin đăng ký, cập nhật các thay đổi về thông tin đăng ký của các thành viên tham gia thị trường điện.

3. Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện khi có sự thay đổi các thông tin đã đăng ký.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố thông tin đăng ký của các thành viên tham gia thị trường điện và các thông tin đăng ký đã thay đổi.

Điều 8. Đình chỉ và khôi phục quyền tham gia thị trường điện của nhà máy điện

1. Nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện trong các trường hợp sau:

---

[9] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 4 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

a) Không thực hiện đầy đủ các quy định tại Khoản 5 Điều 4 Thông tư này;

b) 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 phát 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 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.

2. Cục Điều tiết điện lực có quyền đình chỉ quyền tham gia thị trường điện của nhà máy điện có hành vi vi phạm quy định tại Khoản 1 Điều này. Trình tự và thủ tục đình chỉ quyền tham gia thị trường của nhà máy điện được quy định tại Điều 113 Thông tư này.

3. Trong thời gian nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện:

a) Đơn vị phát điện hoặc nhà máy điện không được chào giá trực tiếp trên thị trường điện nhưng phải tuân thủ các quy định khác của Thông tư này;

b) 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 quyền tham gia thị trường điện. Nhà máy được tạm thanh toán toàn bộ sản lượng thực tế đã phát trong chu kỳ thanh toán với giá bằng 90% giá hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa hai bên. Số tiền điện chênh lệch (10% còn lại) được quyết toán trong chu kỳ thanh toán của tháng đầu tiên khi nhà máy được khôi phục lại quyền tham gia thị trường điện.

4. Nhà máy điện bị đình chỉ được khôi phục quyền tham gia thị trường điện khi đáp ứng các điều kiện sau:

a) Khi hết thời hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện;

b) Đã hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện.

5. Khi đã đáp ứng đủ các điều kiện quy định tại Khoản 4 Điều này, nhà máy điện có trách nhiệm gửi văn bản đề nghị khôi phục quyền tham gia thị trường điện kèm theo các tài liệu chứng minh tới Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra và báo cáo Cục Điều tiết điện lực cho phép nhà máy điện được tham gia thị trường điện.

6. Trong trường hợp thời hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện kết thúc nhưng nhà máy điện chưa đáp ứng đủ điều kiện quy định tại Điểm b Khoản 4 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực để xem xét xử lý.

Điều 9. Chấm dứt tham gia thị trường điện

1. Nhà máy điện chấm dứt tham gia thị trường điện trong các trường hợp sau:

a) Theo đề nghị của Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện trong các trường hợp sau:

- Nhà máy điện của Đơn vị phát điện ngừng vận hành hoàn toàn;

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

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

2. Trong trường hợp quy định tại Điểm a Khoản 1 Điều này, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có trách nhiệm nộp hồ sơ đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thẩm định, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét trong thời hạn ít nhất 30 ngày trước thời điểm muốn chấm dứt tham gia thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật hồ sơ lưu trữ thông tin đăng ký và công bố thông tin về việc chấm dứt tham gia thị trường điện của nhà máy điện.

4. Trong trường hợp nhà máy điện có hành vi vi phạm trước thời điểm chấm dứt tham gia thị trường điện, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện đó có trách nhiệm tiếp tục thực hiện các quy định về xác minh và xử lý vi phạm theo quy định tại Thông tư này.

Chương III
CÁC NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 10. 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. Mức 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:

a) Suất hao nhiệt của tổ máy phát điện;

b) Hệ số suy giảm hiệu suất theo thời gian vận hành của tổ máy phát điện;

c) Giá nhiên liệu;

d) Hệ số chi phí phụ;

đ) Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

3. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện là 01 đồng/kWh.

4. Giới hạn giá chào của các tổ máy thủy điện được quy định tại Điều 40 Thông tư này.

Điều 11. Giá trị nước

1.[10] Giá trị nước được sử dụng cho việc xác định giới hạn giá chào của tổ máy thủy điện trong thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố giá trị nước theo lịch vận hành thị trường điện được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

Điều 12. Giá thị trường toàn phần

Giá thị trường toàn phần cho chu kỳ giao dịch được tính bằng tổng của 02 (hai) thành phần sau:

1. Giá điện năng thị trường.

2. Giá công suất thị trường.

Điều 13. Giá điện năng thị trường

1. Giá điện năng thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán sau thời điểm vận hành dựa trên phương pháp lập lịch không ràng buộc.

2. Giá điện năng thị trường không vượt quá mức giá trần thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và Cục Điều tiết điện lực phê duyệt hàng năm.

3. Việc xác định giá điện năng thị trường được quy định tại Điều 67 và Điều 69 Thông tư này.

---

[10] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 5 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Điều 14. Giá công suất thị trường

1. Giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới và không thay đổi trong năm áp dụng.

2. Giá công suất thị trường được tính toán trên nguyên tắc đảm bảo cho Nhà máy điện mới tốt nhất thu hồi đủ chi phí biến đổi và cố định.

3. Việc xác định giá công suất thị trường được quy định tại Điều 25 và Điều 26 Thông tư này.

Điều 15. Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

2. Sản lượng hợp đồng năm được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán căn cứ sản lượng kế hoạch năm và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng quy định tại Khoản 5 Điều này. Sản lượng kế hoạch năm được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới theo Khoản 2 Điều 27 Thông tư này.

3. Sản lượng hợp đồng tháng được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới căn cứ việc phân bổ sản lượng hợp đồng năm vào các tháng theo Điều 28 Thông tư này.

4. Sản lượng hợp đồng giờ được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng hợp đồng tháng vào các giờ trong tháng theo Điều 37 Thông tư này.

5. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xác định và công bố tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng của đơn vị phát điện hàng năm tùy theo từng loại hình công nghệ theo nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo hài hòa các mục tiêu:

- Khuyến khích cạnh tranh hiệu quả trong thị trường điện;

- Ổn định doanh thu của đơn vị phát điện;

- Ổn định giá phát điện bình quân, phù hợp với quy định về xây dựng biểu giá bán lẻ điện.

b)[11] Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng được quy định cho nhà máy điện theo loại hình công nghệ (thủy điện, nhiệt điện), tỷ lệ này không cao hơn 95% và không thấp hơn 60%, trừ các trường hợp quy định tại Khoản 6 Điều này.

---

[11] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 6 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

6.[12] Đối với tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng của các nhà máy điện BOT, nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương xem xét quyết định tỷ lệ sản lượng đối với các nhà máy điện quy định tại Khoản này.

Điều 16. Nguyên tắc thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch được thanh toán theo giá thị trường điện và thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác.

2. Khoản thanh toán theo giá thị trường chỉ áp dụng cho Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và được tính toán căn cứ trên các yếu tố sau:

a) Giá điện năng thị trường;

b) Giá công suất thị trường;

c) Sản lượng điện năng và công suất huy động.

3. Việc thanh toán cho các Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch được thực hiện theo quy định tại Chương VI Thông tư này.

4. Các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch được thanh toán theo các quy định tại hợp đồng mua bán điện.

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 bản chào của tổ máy nhiệt điện;

---

[12] Khoản này được bổ sung theo quy định tại Khoản 6 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

đ) Xác định các phương án giá trần thị trường;

e) Chủ trì, phối hợp với Đơn vị mua buôn duy nhất 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 để tính toán các nội dung quy định tại các Điểm a, b, c, d và đ Khoản 1 Điều này. Thông số đầu vào sử dụng trong mô phỏng thị trường 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 và đặc tính kỹ thuật của nhà máy thủy điện.

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

a)[13] Trường hợp xác định được giá trị suất hao nhiệt, 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^{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 VC_b^{nlc} (đồng/kWh), được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc}: - Suất hao nhiên liệu tinh bình quân của nhiên liệu chính do hai bên thỏa thuận trên cơ sở thông số của nhà chế tạo thiết bị và được tính tương ứng với mức tải quy định tại Phụ lục 1 Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 29 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;

---

[13] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 7 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

P_b^{nlc} : Giá nhiên liệu chính được quy định như sau:

- Đối với nhiên liệu than nội địa: Giá than là giá tại điểm xếp hàng của đơn vị cung cấp than, bao gồm hao hụt, phí quản lý, bảo hiểm (nếu có), nhưng không bao gồm cước vận chuyển (đồng/tấn). Trường hợp nếu hợp đồng mua bán than không tách được cước vận chuyển nhiên liệu, giá nhiên liệu được xác định bằng giá trong hợp đồng mua bán than (đồng/tấn);

- Đối với nhiên liệu than nhập khẩu: Giá than là giá tại cảng xuất khẩu than (đồng/tấn);

- Đối với nhiên liệu khí: Giá khí là giá khí tại mỏ (đồng/BTU).

- Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện VC_b^{nlp} (đồng/kWh), được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

HR_{bq}^{nlp} : Suất hao nhiên liệu tinh bình quân của nhiên liệu phụ (dầu), do hai bên thỏa thuận trên cơ sở thông số của nhà chế tạo thiết bị (kg/kWh);

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

- Suất hao nhiên liệu tinh bình quân của nhiên liệu (chính, phụ) do Đơn vị mua buôn duy nhất 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 hoặc hồ sơ đàm phán hợp đồng chỉ có đường đặc tính suất hao tại các mức tải thì suất hao nhiệt của các 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 số liệu suất hao nhiệt trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện, suất hao nhiệt của nhà máy điện đó được xác định bằng suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm theo công nghệ phát điện và công suất đặt. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán suất tiêu 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 hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp.

Trường hợp nhà máy nhiệt điện không có số liệu hệ số suy giảm hiệu suất trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán 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 điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện VC_b^k (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^k = \frac{C_{vlp} + C_{kd} + C_k}{P_t \times (1 - k_{CS}) \times T_{max}}$$

Trong đó:

C_{vlp}: Tổng chi phí vật liệu phụ hàng năm của nhà máy điện được xác định theo khối lượng và đơn giá các loại vật liệu phụ sử dụng cho phát điện (đồng);

C_{kd}: Tổng chi phí khởi động bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí khác cho khởi động (đồng);

C_k: Chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên hàng năm, được tính trên cơ sở tổng vốn đầu tư xây lắp và thiết bị của nhà máy điện, tỷ lệ chi phí sửa chữa thường xuyên theo quy định tại Phụ lục 1 Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 29 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 (đồng);

P_t: Tổng công suất tinh của nhà máy điện (kW);

k_{CS}: Tỷ lệ suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện được xác định theo quy định tại Điểm c Khoản 2 Điều 5 Thông tư này (%);

T_{max}: Thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân cho nhiều năm trong cả đời dự án nhà máy điện (giờ) và được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 29 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.

b) Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện và không có nhà máy điện chuẩn cùng nhóm phù hợp, chi phí biến đổi của tổ máy được xác định bằng giá biến đổi trong hợp đồng có cập nhật các yếu tố ảnh hưởng đến giá biến đổi của năm N theo phương pháp được thỏa thuận trong hợp đồng.

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 trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt kế hoạch vận hành năm tới theo lịch vận hành thị trường điện được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này. Hồ sơ trình bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán.

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, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, yêu cầu 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 trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

Điều 18. Phân loại các 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) Nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần;

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

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

e)[14] Đối với nhà máy thủy điện thuộc nhóm các nhà máy có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần, nếu sản lượng điện trong Kế hoạch cung cấp điện năm do Bộ Công Thương ban hành hàng năm thấp hơn 65% sản lượng điện bình quân nhiều năm (GO), thì việc tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó được áp dụng như đối với nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày quy định tại Thông tư này.

Đối với các 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 cập nhật danh sách nhóm nhà máy thủy điện quy định tại Khoản 1 Điều này.

3. Căn cứ đề xuất của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm lập danh sách các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu để Bộ Công Thương trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

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

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:

1. 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.

2. Biểu đồ phụ tải các ngày điển hình các miền Bắc, Trung, Nam và toàn hệ thống điện quốc gia các tháng trong năm.

3. Công suất cực đại, cực tiểu của phụ tải hệ thống điện quốc gia trong từng tháng.

---

[14] Điểm này được bổ sung theo quy định tại Khoản 8 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ cho năm 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 nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ. Nhà máy điện được lựa chọn có trách nhiệm cung cấp dịch vụ phụ trợ và được thanh toán theo quy định của Bộ Công Thương.

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 Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào của nhà máy nhiệt điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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 (ba) 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 giới hạn giá chào của tổ máy nhiệt điện

1.[15] Giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

P_{tr}: Giá trần bản 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 $K_{DC} = 20\%$;

[15] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 9 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

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

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

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

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

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

a)[16] Giá trần bản chào giá của tổ máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

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

Trong đó:

P_{tr}: Giá trần bản 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}^{CfD}: Giá biến đổi cho năm N theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác của nhà máy điện (đồng/kWh).

b) Giá biến đổi dùng để tính giá trần bản chào là giá biến đổi dự kiến cho năm N do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Giá sàn của các tổ máy nhiệt điện được quy định tại Khoản 3 Điều 10 Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giới hạn chào giá đã được phê duyệt của các tổ máy nhiệt điện theo lịch vận hành thị trường điện được quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

Điều 23. Xác định giá trần thị trường

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

2. Giá trần thị trường cho năm N được xác định theo nguyên tắc:

a) Không thấp hơn chi phí biến đổi của các tổ máy nhiệt điện chạy nền và chạy lưng trực tiếp chào giá trên thị trường điện;

---

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

b) Không cao hơn 115% giá trần bản chào cao nhất trong các tổ máy nhiệt điện chạy nền hoặc chạy lưng trực tiếp chào giá trên thị trường điện.

Điều 24. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

1.[17] Nhà máy điện mới tốt nhất cho năm N là nhà máy điện đủ điều kiện tham gia thị trường điện trong năm N theo quy định tại Khoản 1 Điều 4 Thông tư này và đáp ứng đủ các tiêu chí sau:

a) Bắt đầu vận hành thương mại và phát điện toàn bộ công suất đặt trong năm N-1;

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 cho 01 kWh là thấp nhất.

2. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm lập danh sách các nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí 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 cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xác định Nhà máy điện mới tốt nhất. Các số liệu bao gồm:

a) Giá biến đổi cho năm N;

b) Giá cố định cho năm N;

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

3. Trong trường hợp không có nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại các điểm a, b và c Khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng danh sách các nhà máy mới đã lựa chọn cho năm N-1 và yêu cầu Đơn vị mua buôn duy nhất 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 chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh cho các 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:

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

[17] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 11 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

P_{TPTB}: Chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh trong năm N của nhà máy điện (đồng/kWh);

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

P_{bd}^{CfD}: Giá biến đổi cho năm N theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác của nhà máy điện (đồng/kWh);

Q_{ttbd}^{CfD}: 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 chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh từ thấp đến cao. Nhà máy điện mới tốt nhất lựa chọn cho năm N là nhà máy điện có chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh thấp nhất theo kết quả tính toán 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.[18] ***(được bãi bỏ)***

3. 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:

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

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

Trong đó:

$R_{TTĐ}$: 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^i_{BNE}: 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:

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

Trong đó:

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

P_{BNE}: Chi phí 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^i_{BNE}: 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 khi tính toán chi phí thiếu hụt năm có giá trị âm với phương án giá trần thị trường 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 tiến hành tính toán lại hoặc xem xét lại danh sách các nhà máy tham gia thị trường điện để xác định giá trần thị trường 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:

$$MS = AS \times \frac{P^t_{max}}{\sum_{t=1}^{12} P^t_{max}}$$

Trong đó:

t: Tháng t 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^t_{max}: Công suất phụ tải đỉnh trong tháng t (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:

$$Q_{BNE} = \frac{\sum_{i}^{I} Q^i_{BNE}}{I}$$

Trong đó:

Q_{BNE}: 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, trừ các giờ thấp điểm đêm;

i: Chu kỳ giao dịch trong đó Nhà máy điện mới tốt nhất dự kiến được huy động trừ các giờ thấp điểm đêm;

Q^i_{BNE}: 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)[19] Xác định giá công suất thị trường cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới theo công thức sau:

---

[19] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 13 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

$$CAN_i^t = MS^t \times \frac{D_i^t}{Q_{BNE} \times \sum_{i=1}^{I} D_i^t}$$

Trong đó:

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong tháng t;

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

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

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

D_i^t: Phụ tải hệ thống dự báo của chu kỳ giao dịch i theo biểu đồ phụ tải ngày điển hình dự báo của tháng t được quy định tại Điều 19 Thông tư này (MW).

Điều 27. Xác định tổng sản lượng hợp đồng năm

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

1.[20] 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.

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

$AGO = EGO$ nếu $a \times GO \le EGO \le b \times GO$

$AGO = a \times GO$ nếu $EGO < a \times GO$

$AGO = b \times GO$ nếu $EGO > b \times GO$

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 được xác định theo Quy định về phương pháp xây dựng giá phát điện; trình tự, thủ tục kiểm tra hợp đồng mua bán điện do Bộ Công Thương ban hành.

---

[20] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 14 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

3. 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 (%). Tỷ lệ sản lượng này được quy định tại Khoản 5 Điều 15 Thông tư này.

Điều 28. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy nhiệt điện và thủy điện có hồ chứa điều tiết trên 01 tuần được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các bước sau:

1. 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.

2. Xác định sản lượng hợp đồng tháng theo công thức sau:

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

Trong đó:

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

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

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

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 các đơn vị phát điện theo quy định tại Điều 27 và Điều 28 Thông tư này;

b) Gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra trước ngày 15 tháng 11 hàng năm.

2. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm:

a) Cung cấp các số liệu cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng;

b) 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;

c) Bổ sung phụ lục và các sửa đổi phụ lục hợp đồng về sản lượng hợp đồng năm, tháng vào hợp đồng mua bán điện dạng sai khác theo kết quả tính toán.

3. Các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm:

a) Cung cấp các số liệu cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị mua buôn duy nhất để tính toán sản lượng hợp đồng năm, tháng;

b) 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;

c) Bổ sung phụ lục và các sửa đổi phụ lục hợp đồng về sản lượng hợp đồng năm, tháng vào hợp đồng mua bán điện dạng sai khác theo kết quả tính toán.

Điều 30. Xác định giá phát điện bình quân dự kiến cho năm N

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá phát điện bình quân dự kiến cho năm N và mức độ thay đổi của giá phát điện bình quân dự kiến so với năm N-1.

2. Giá phát điện bình quân hàng năm được tính toán theo công thức sau:

$$P_{PDTB} = \frac{P_{TTTB} \times \left(Q_m^{CfD} - \sum_j^J Q_c^j \right) + \sum_{j=1}^J \left(P_c^j \times Q_c^j \right) + C_{BOT} + C_{SMHP} + C_{DVPT}}{Q_{HT}}$$

Trong đó:

j: Nhà máy phát điện j của Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;

J: Tổng số nhà máy điện của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;

P_{PDTB}: Giá phát điện bình quân toàn hệ thống trong năm N (đồng/kWh);

P_{TTTB}: Giá thị trường toàn phần bình quân năm N quy định tại Khoản 4 Điều này (đồng/kWh);

Q_{HT}: Tổng sản lượng điện năng năm N của toàn hệ thống (kWh);

Q_m^{CfD}: Tổng sản lượng điện năng năm N của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch (kWh);

Q_c^j: Tổng sản lượng điện năng trong hợp đồng mua bán điện dạng sai khác năm N nhà máy điện j (kWh);

P_c^j: Giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác năm N của nhà máy điện j (kWh);

C_{BOT}: Tổng chi phí mua điện từ các nhà máy điện BOT năm N (đồng);

C_{SMHP}: Tổng chi phí mua điện từ các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong năm N (đồng);

C_{DVPT}: Tổng chi phí mua dịch vụ phụ trợ trong năm N (đồng).

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập các thông tin về chi phí của các nhà máy điện BOT, các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam để tính toán giá phát điện bình quân hàng năm theo quy định tại Khoản 2 Điều này.

4. Giá thị trường toàn phần bình quân được xác định theo công thức sau:

$$P_{TTTB} = \frac{\sum_{i=1}^{I}(SMP^i \times Q_m^i + CAN^i \times 1.1 \times Q_m^i)}{\sum_{i=1}^{I} Q_m^i}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

I: Tổng chu kỳ giao dịch trong năm N;

P_{TTTB}: Giá thị trường toàn phần bình quân năm N (đồng/kWh);

Q_m^i: Sản lượng dự kiến phát vào thị trường của tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường trong chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường có ràng buộc (kWh);

SMP^i: Giá điện năng thị trường dự kiến của chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường điện không ràng buộc (đồng/kWh);

CAN^i: Giá công suất thị trường của chu kỳ giao dịch i (đồng/kW).

Điều 31. 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 tránh 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;

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

- Giá công suất thị trường hàng giờ;

- 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.

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;

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

- Tiến độ đưa các 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 các nhà máy điện, lưới điện truyền tải và nguồn cấp khí lớn.

3. Các 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)[21] 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 32. Dự báo phụ tải cho lập kế hoạch vận hành tháng tới

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:

1. 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.

2. 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.

---

[21] Điểm này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 15 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Điều 33. 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 34. 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 theo Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào hàng tháng của nhà máy nhiệt điện do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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 (ba) 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 35. Điều chỉnh giá trần bản 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 bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 22 Thông tư này và căn cứ theo:

a) Giá nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện trong tháng tới trong trường hợp giá trần bản chào được xác định theo Khoản 1 Điều 22 Thông tư này.

Giá nhiên liệu tháng tới là giá nhiên liệu được cơ quan có thẩm quyền công bố và áp dụng cho tháng tới. Trong trường hợp không có số liệu về giá nhiên liệu được cơ quan có thẩm quyền công bố, 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. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm cập nhật các thông tin về giá nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện trong tháng tới và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng thời thông báo cho các Đơn vị phát điện;

b) Giá biến đổi của các nhà máy nhiệt điện trong trường hợp giá trần bản chào được xác định theo Khoản 2 Điều 22 Thông tư này.

Đơn vị mua buôn duy nhất 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 34 Thông tư này.

2.[22] Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông số áp dụng để tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện và kết quả tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo lịch vận hành thị trường điện theo quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

Điều 36. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng tháng[23]

1. Sản lượng hợp đồng tháng được phép điều chỉnh trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy trong tháng M bị thay đổi so 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: Dịch chuyển giữa các tháng phần sản lượng Qc tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển, đảm bảo tổng Qc năm có điều chỉnh là không đổi theo hướng dẫn tại Quy trình điều chỉnh sản lượng hợp đồng do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

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

---

[22] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 16 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

[23] Điều này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 17 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

3. Trường hợp lưu lượng nước về bình quân, sản lượng phát của nhà máy điện từ ngày 01 tháng 01 năm N đến ngày 20 hàng tháng và mức nước thượng lưu đầu kỳ dự kiến của tháng tới chênh lệch so với lưu lượng nước về, sản lượng hợp đồng lũy kế và mức nước hồ đầu tháng tính toán trong kế hoạch năm có khác biệt lớn, Đơn vị phát điện, Đơn vị mua buôn duy nhất 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 theo hướng dẫn tại Quy trình điều chỉnh sản lượng hợp đồng do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 37. Xác định sản lượng hợp đồng giờ

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định sản lượng hợp đồng giờ trong tháng tới cho nhà máy điện theo các bước sau:

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

2. Xác định sản lượng hợp đồng giờ theo công thức sau:

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

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 (kWh);

Q_c^t: Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định theo Điều 28 Thông tư này (kWh).

3.[24] 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

[24] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 18 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

sản lượng trong một giờ 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 Điểm a Khoản 3 Điều 47 Thông tư này.

4. Trường hợp sản lượng hợp đồng của nhà máy nhiệt điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn 0 MW và nhỏ hơn công suất phát ổn định thấp nhất (Pmin) của nhà máy điện thì sản lượng hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng công suất phát ổn định thấp nhất của nhà máy điện. Công suất phát ổn định thấp nhất (Pmin) của nhà máy điện được xác định bằng công suất phát ổn định thấp nhất của 01 (một) 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 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.

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 giờ theo quy định tại Khoản 3 và 4 Điều này vào các giờ khác trong tháng trên nguyên tắc đảm bảo sản lượng hợp đồng tháng là không đổi và tuân thủ theo quy định tại Quy trình lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần tới do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

6.[25] 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 kết quả tính toán sản lượng hợp đồng giờ sơ bộ trong tháng cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trước ngày 23 hàng tháng. Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kiểm tra các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng hợp đồng giờ tháng tới trước ngày 25 hàng tháng. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng giờ chính thức trong tháng cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo lịch vận hành thị trường điện quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

7. Đơn vị mua buôn duy nhất 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 36 Thông tư này và sản lượng hợp đồng giờ theo kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

---

[25] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 18 Điều 1 Thông tư số 51/2015/TT-BCT ngày 29 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02 tháng 10 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương Quy định Vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2016.

Điều 37a. Điều chỉnh sản lượng hợp đồng giờ [26]

1. Trường hợp tổ máy của nhà máy bị sự cố, sản lượng hợp đồng giờ (Qc giờ) của nhà máy được điều chỉnh như sau:

a) Trường hợp thời gian sự cố của tổ máy của nhà máy điện nhỏ hơn hoặc bằng 72 giờ (tương đương 72 chu kỳ giao dịch): Không điều chỉnh sản lượng hợp đồng (Qc) của nhà máy điện này;

b) Trường hợp thời gian sự cố của tổ máy của nhà máy điện lớn hơn 72 giờ:

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

- Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch thứ 73 đến khi tổ máy khắc phục sự cố và khả dụng:

+ Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy nhỏ hơn sản lượng hợp đồng (Qc) nhà máy trong giai đoạn này, thực hiện điều chỉnh sản lượng hợp đồng giờ bằng sản lượng Qmq của nhà máy điện;

+ Trường hợp Qmq của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng Qc nhà máy điện trong giai đoạn này, không điều chỉnh Qc nhà máy điện.

2. Trường hợp tổ máy của nhà máy kéo dài thời gian sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng hợp đồng giờ, sản lượng hợp đồng giờ của nhà máy trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa được điều chỉnh như sau:

Trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa, nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy nhỏ hơn Qc của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng hợp đồng giờ tại các chu kỳ đó bằng sản lượng Qmq của nhà máy.

3. 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 tổ máy bị sự cố hoặc sửa chữa kéo dài theo quy định tại Quy trình phối hợp xác nhận các sự kiện phục vụ các khoản thanh toán trên thị trường và gửi cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để làm cơ sở tính toán điều chỉnh Qc.

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

---

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

Mục 3
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 38. 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 trị nước và sản lượng dự kiến hàng giờ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

b) 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;

c) Sản lượng dự kiến hàng giờ của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày;

d) 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 39. Xác định sản lượng hợp đồng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần

1. 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 các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần theo quy định tại Quy trình lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần tới do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi sản lượng hợp đồng tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện. Đơn vị mua buôn duy nhất 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 40. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện

1. Giới hạn giá 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 Khoản 2 Điều 38 Thông tư này, cụ thể như sau:

a) Giá sàn bản chào bằng 0 đồng/kWh;

b) Giá trần bản chào bằng giá trị lớn nhất của:

- Giá trị nước của nhà máy đó;

- 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;

c) 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 bản chào của các tổ máy nhiệt điện tháng tới cho các nhà máy thủy điện cùng thời gian biểu công bố giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

2. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần được xác định như sau:

a) Giá sàn bản chào bằng 0 đồng/kWh;

b) Giá trần bản chào bằng giá trị lớn nhất của:

- 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;

c) Hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường tuần tới cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày đến 01 tuần.

3. Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần thì giá trần bản chào của nhà máy thủy điện này áp dụng cho tuần tiếp theo bằng chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện chạy dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện. Khi đã đảm bảo không vi phạm mức nước giới hạn tuần, nhà máy tiếp tục áp dụng mức giá trần theo quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 điều này kể từ ngày thứ Ba. Hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện.

4. Trường hợp nhà máy thủy điện đặt tại miền có dự phòng điện năng thấp hơn 5% được 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 thì giá trần bản chào của các nhà máy thủy điện trong miền này của tuần đánh giá bằng chi phí biến đổi của tổ máy nhiệt điện dầu DO đắt nhất trong hệ thống điện. Khi dự phòng điện năng của miền bằng hoặc cao hơn 5% các nhà máy trong miền này tiếp tục áp dụng mức giá trần theo quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này.

5. Các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm chào giá đáp ứng các yêu cầu sau:

a) Tuân thủ các quy định về giá trần bản chào và giá sàn bản chào tại các Khoản 1, Khoản 2, Khoản 3 và Khoản 4 Điều này;

b) Các yêu cầu về ràng buộc nhu cầu sử dụng nước phía hạ du và các ràng buộc về thủy văn khác.

Chương V
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

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

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

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

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

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

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

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

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

7.[27] Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện vi phạm mức nước giới hạn tuần trong 02 tuần liên tiếp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán lập lịch huy động trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Điều 42. Bản chào giá

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Sửa đổi bản chào giá

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

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

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

d)[28] Bản chào giá sửa đổi tăng công suất của các đơn vị phát điện (trừ bản chào giá sửa đổi tăng công suất của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày) chỉ được sử dụng làm bản chào lập lịch giờ tới trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất;

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

Điều 44. Chào giá nhà máy thủy điện khác

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

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

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

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

3.[29] Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được phép nộp bản chào giá giờ tới sửa đổi tăng công suất theo tình hình thủy văn thực tế của nhà máy.

Điều 45. Nộp bản chào giá

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

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

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

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

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

---

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

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

1. Trước 11h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 42 Thông tư này. Trường hợp đơn vị chào giá gửi nhiều bản chào giá thì chỉ xem xét bản chào giá nhận được cuối cùng.

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

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

Điều 47. Bản chào giá lập lịch

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

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

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

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

Điều 49. Lập lịch huy động ngày tới

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

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

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

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

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

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

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

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

d) Các thông tin cảnh báo (nếu có).

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

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

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

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

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

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

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

Điều 50. Công bố lịch huy động ngày tới

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

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

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

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

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

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

b) Lượng công suất thiếu;

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

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

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

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

Điều 51. Hòa lưới tổ máy phát điện

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

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

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

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

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

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

Mục 2
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIỜ TỚI

Điều 53. Dữ liệu lập lịch huy động giờ tới

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

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

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

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

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

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

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

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

8. Lịch thí nghiệm tổ máy phát điện.

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

10. Sản lượng điện nhập khẩu.

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

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

a) Có biến động bất thường về thủy văn;

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

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

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

Điều 55. Lập lịch huy động giờ tới

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

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

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

- Theo bản chào giá lập lịch;

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

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

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

- Công suất dự phòng quay;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Có thời gian khởi động ngắn nhất;

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

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

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

Điều 56. Công bố lịch huy động giờ tới

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

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

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

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

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

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

Mục 3
VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 57. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 59. Can thiệp vào thị trường điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;

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

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

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

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

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

Điều 60. Dừng thị trường điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Điều 61. Khôi phục thị trường điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mục 1
SỐ LIỆU ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG

Điều 65. Cung cấp số liệu đo đếm

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

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

Điều 66. Lưu trữ số liệu đo đếm

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

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

Điều 67. Xác định giá điện năng thị trường

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

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

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

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

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

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

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

Điều 68. Xác định công suất thanh toán[30]

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trường hợp Qdu > 0:

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

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

Trường hợp Qdu ≤ 0:

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

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

$$+ [Pdd_i^J.(60 - t'^J_i) - P_i^{lltt}.(60 - t'^J_i)]/60 + Qdu_{i(DC)}, 0))$$

Trong đó:

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

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

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.[31] 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

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

trường trong các chu kỳ giao dịch quy định tại Khoản 1 Điều 70 Thông tư này căn cứ vào các thành phần sản lượng sau:

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

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

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

3. Nguyên tắc điều chỉnh

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

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

Điều 72. Thanh toán điện năng thị trường

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

$\mathrm{Rcon_i}$: 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;

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 73. Thanh toán công suất thị trường

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

Qc_i: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

P_c: Giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (đồng/kWh). Đối với các nhà máy thủy điện giá hợp đồng này chưa bao gồm thuế tài nguyên nước và phí môi trường rừng;

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Điều 76. Thanh toán khi dừng thị trường điện

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 80. Thanh toán khác

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

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

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

4.[32] ***(được bãi bỏ)***

---

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

5.[33] ***(được bãi bỏ)***

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

7.[34] ***(được bãi bỏ)***

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

9.[35] Trường hợp nhà máy điện tuabin khí tạm thời gián tiếp tham gia thị trường điện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo giá hợp đồng mua bán điện.

10. Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra thị trường điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

---

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

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

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

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

12. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách khỏi hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

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

14. Trường hợp nhà máy thủy điện tham gia điều chỉnh tần số cấp I 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 liên quan được thanh toán theo cơ chế nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, không tính đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ (Qdu = 0). Các nhà máy thủy điện cùng nhóm nhà máy thủy điện bậc thang (nếu có) của các nhà máy tham gia điều tần cấp I được thanh toán theo cơ chế nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày, có xét đến sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ.

Mục 5
TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.[36] Hình thức xác nhận bảng kê thanh toán và sự kiện thị trường điện:

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

Điều 84. Hồ sơ thanh toán điện năng

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

---

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

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

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

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

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

Điều 86. Hiệu chỉnh hóa đơn

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

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

Điều 87. Thanh toán

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

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

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

Điều 88. Xử lý các sai sót trong thanh toán

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

(Xem tiếp Công báo số 147 + 148)

VĂN PHÒNG CHÍNH PHỦ XUẤT BẢN

Địa chỉ: Số 1, Hoàng Hoa Thám, Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại liên hệ:
- Nội dung: 080.44417; Fax: 080.44517
- Phát hành: 080.48543
Email: congbao@chinhphu.vn
Website: http://congbao.chinhphu.vn
In tại: Xí nghiệp Bản đồ 1- Bộ Quốc phòng

Giá: 10.000 đồng