

BỘ CÔNG THƯƠNG**BỘ CÔNG THƯƠNG****CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM****Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**

Số: 18/2010/TT-BCT

Hà Nội, ngày 10 tháng 5 năm 2010

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

Căn cứ Nghị định số 189/2007/NĐ-CP ngày 27 tháng 12 năm 2007 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;

Căn cứ Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam;

Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh như sau:

Chương I**QUY ĐỊNH CHUNG****Điều 1. Phạm vi điều chỉnh**

Thông tư này quy định về hoạt động của thị trường phát điện cạnh tranh 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 phát điện cạnh tranh sau đây:

1. Đơn vị mua buôn duy nhất.
2. Các 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.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này, các từ 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 trên 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.

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 55 Thông tư này.

5. *Chào giá theo nhóm* là cơ chế chào giá khi một đơn vị đại diện thực hiện việc chào giá cho cả nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

6. *Chi phí đầy tải* là chi phí biến đổi của tổ máy phát điện khi vận hành ở chế độ đầy tải, tính bằng đồng/kWh.

7. *Chu kỳ giao dịch* là chu kỳ tính toán giá điện năng trên thị trường điện trong khoảng thời gian một (01) giờ tính từ phút đầu tiên của mỗi giờ.

8. *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 một (01) tháng, tính từ ngày mùng một hàng tháng.

9. *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 thời gian biểu thị trường.

10. *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.

11. *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.

12. *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 có xét đến hạn chế khả năng truyền tải của lưới điện truyền tải.

13. *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.

14. *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.

15. *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.

16. *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.

17. *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, Đơn vị mua buôn duy nhất khi chào giá thay cho các nhà máy BOT và đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang.

18. *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.

19. *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.

20. *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, bao gồm các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện có hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ.

21. *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.

22. *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.

23. *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.

24. *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.

25. *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.

26. *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.

27. *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.

28. *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.

29. *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.

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

31. *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.

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

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

34. *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.

35. *Hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ* là hợp đồng cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dự phòng nguội và vận hành phải phát do ràng buộc an ninh hệ thống điện được ký kết giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu do Bộ Công thương ban hành.

36. *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 xuất khẩu, nhập khẩu điện.

37. *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 giao dịch trực tiếp theo mẫu do Bộ Công thương ban hành.

38. *Lãi suất mặc định* là mức lãi suất được tính bằng lãi suất không kỳ hạn của đồng Việt Nam trên thị trường liên ngân hàng tại thời điểm thanh toán.
39. *Lập lịch có ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối ưu chi phí phát điện có xét đến các ràng buộc kỹ thuật trong hệ thống điện bao gồm giới hạn công suất truyền tải, dịch vụ phụ trợ và các ràng buộc khác.
40. *Lập lịch không ràng buộc* là việc sắp xếp thứ tự huy động các tổ máy phát điện theo phương pháp tối ưu chi phí phát điện không xét đến các giới hạn truyền tải và tổn thất truyền tải trong hệ thống điện.
41. *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.
42. *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.
43. *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.
44. *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.
45. *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.
46. *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.
47. *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.
48. *Năm N* là năm hiện tại vận hành thị trường điện, được tính theo năm dương lịch.
49. *Ngày D* là ngày giao dịch hiện tại.
50. *Ngày giao dịch* là ngày diễn ra các hoạt động giao dịch thị trường điện, tính từ 0 giờ 00 đến 24 giờ 00 hàng ngày.

51. *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 nước ngoài và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

52. *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.

53. *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.

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

55. *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.

56. *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 trong một chu kỳ giao dịch.

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

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

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

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

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

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

63. *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 khi vận hành ở chế độ đầy tải, được xác định cho từng loại công nghệ nhiệt điện.

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

65. *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.

66. *Thị trường điện* là thị trường phát điện cạnh tranh được hình thành và phát triển theo quy định tại Điều 18 Luật Điện lực.

67. *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.

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

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

70. *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 10 giờ 00 của ngày D-1.

71. *Thứ tự huy động* là kết quả sắp xếp các dải công suất trong bản chào theo nguyên tắc Lập lịch không ràng buộc.

72. *Thừa công suất* là tình huống khi tổng lượng công suất được chào ở mức giá sàn và công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường công bố trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải hệ thống dự báo.

73. *Tổ máy chạy đỉnh* là tổ máy phát điện chỉ được huy động vào các giờ cao điểm của biểu đồ phụ tải hệ thống điện.

74. *Tổ máy chạy lưng* là tổ máy phát điện được huy động vào các giờ cao điểm và các giờ bình thường của biểu đồ phụ tải hệ thống điện.

75. *Tổ máy chạy nền* là tổ máy phát điện được huy động vào các giờ cao điểm, giờ bình thường và giờ thấp điểm của biểu đồ phụ tải hệ thống điện.

76. *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.

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 2 Điều này, phải tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

2. Các nhà máy điện không phải tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Nhà máy điện BOT;

b) Nhà máy điện gió và nhà máy điện địa nhiệt;

c) Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia và không xác định được kế hoạch bán điện dài hạn. Tập đoàn điện lực Việt Nam có trách nhiệm lập danh sách các nhà máy điện này và trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

3. Nhà máy điện quy định tại khoản 1 Điều này 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.

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

1. Đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy điện quy định tại Điều 4 Thông tư này có trách nhiệm nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện cho từng nhà máy điện.

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 hệ thống các 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;

d) Các thông tin cần thiết khác theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 6. Trình tự phê duyệt hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

1. Trong thời hạn mười (10) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thẩm định và trình Cục Điều tiết điện lực cho phép nhà máy điện tham gia thị trường điện.

2. Trong trường hợp hồ sơ không hợp lệ, trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải có văn bản yêu cầu Đơn vị phát điện bổ sung, hoàn thiện hồ sơ.

3. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản trình của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm ban hành quyết định cho phép nhà máy điện tham gia thị trường điện và thông báo bằng văn bản cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đưa nhà máy điện vào danh sách tham gia thị trường điện.

4. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ khi nhà máy điện được phép tham gia thị trường điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về chủ thể chào giá trên thị trường điện (Đơn vị phát điện hoặc nhà máy điện).

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:

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

b) Có các hành vi 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;

- Thỏa thuận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc Đơn vị phát điện khác trong việc chào giá để được lập lịch huy động không đúng quy định;

- Thỏa thuận trực tiếp hoặc gián tiếp với các đơn vị khác trong việc công bố công suất và chào giá trên thị trường điện nhằm tăng giá điện năng thị trường và làm ảnh hưởng đến an ninh cung cấp điện;

- Các hành vi vi phạm khác gây hậu quả nghiêm trọng về an ninh hệ thống 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 108 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 mua buôn duy nhất có trách nhiệm chào giá thay cho nhà máy điện;

c) Nhà máy điện có trách nhiệm cung cấp thông tin cho Đơn vị mua buôn duy nhất để chào giá thay.

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 thời hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện hết hiệu lực;

b) Đã hoàn thành các nghĩa vụ quy định trong quyết định xử phạt.

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 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 trong các trường hợp sau:

- Nhà máy điện của Đơn vị phát điện ngừng vận hành hoặc ngừng phát điện vào hệ thống điện quốc gia;

- 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.

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 có trách nhiệm nộp hồ sơ đề nghị chấm dứt tham gia thị trường điện lên Cục Điều tiết điện lực ít nhất ba mươi (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 kiểm tra, 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 phát điện cạnh tranh 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) Chi phí khởi động.

3. Giá sàn của tổ máy nhiệt điện là 1 đồng/kWh.

4. Giới hạn giá chào của các tổ máy thủy điện được xác định theo giá trị nước hàng tuần và được quy định tại Điều 37 Thông tư này.

Điều 11. Giá trị nước

1. Giá trị nước được sử dụng cho việc lập kế hoạch vận hành năm tới, tháng tới, tuần tới và 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 thời gian biểu thị trường 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 hai (02) 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 là giá chung cho toàn hệ thống, được dùng để tính toán khoản thanh toán điện năng trên thị trường điện cho mỗi chu kỳ giao dịch.

2. 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.

3. 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.

4. Việc xác định giá điện năng thị trường được quy định tại Điều 63 và Điều 65 Thông tư này.

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 giao dịch trực tiếp 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 dựa trên 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 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 tháng tới dựa trên 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 35 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 theo nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo hài hòa các mục tiêu:

- Từng bước giảm tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng;
- 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) Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong năm bắt đầu vận hành thị trường điện không cao hơn 95% và giảm dần trong các năm tiếp theo nhưng không thấp hơn 60%.

Điều 16. Nguyên tắc thanh toán trong thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được thanh toán theo hợp đồng và thanh toán theo giá thị trường điện.

2. Đơn vị phát điện được thanh toán theo các loại hợp đồng sau:

- a) Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác đối với các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;
- b) Hợp đồng mua bán điện đối với nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;
- c) Hợp đồng dịch vụ phụ trợ đối với các đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ phụ trợ.

3. 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 được huy động.
4. Việc thanh toán được thực hiện theo quy định tại Chương VI Thông tư này.

Chương IV

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NĂM TỚI

Điều 17. Kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành 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 giới hạn của các hồ chứa thủy điện;
- d) Tính toán giới hạn giá bản chào của tổ máy nhiệt điện;
- đ) Xác định 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 giao dịch trực tiếp.

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 khoản 1 Điều này. Giá bản chào sử dụng trong mô phỏng thị trường của các tổ máy nhiệt điện bằng giá trần bản chào xác định tại khoản 1 Điều 22 Thông tư này, của các tổ máy thủy điện bằng giá trị nước tính toán cho năm tới.

3. 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 thời gian biểu thị trường 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.

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) Nhà máy thủy điện khác.

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 bậc thang.

3. 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 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 các tháng trong năm.

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

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 và ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ với Đơn vị phát điện theo mẫu do Bộ Công thương ban hành.

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh theo quy định tại Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bán chào của nhà máy nhiệt điện.

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 ba (03) nhóm sau:

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

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

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

Điều 22. Xác định giới hạn giá chào của tổ máy nhiệt điện

1. Xác định giá trần của tổ máy nhiệt điện

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

$$P_{tr} = (1 + K_{KD}) \times (1 + f) \times P_{NL} \times \epsilon$$

Trong đó:

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

K_{KD} : hệ số chi phí khởi động của tổ máy nhiệt điện. Đối với tổ máy nhiệt điện chạy nền $K_{KD} = 0$; tổ máy nhiệt điện chạy lưng $K_{KD} = 5\%$; tổ máy nhiệt điện chạy đỉnh $K_{KD} = 25\%$;

f : hệ số chi phí phụ, được tính bằng tỷ lệ của tổng chi phí nhiên liệu phụ và chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi so với chi phí nhiên liệu chính;

P_{NL} : giá nhiên liệu chính của tổ máy nhiệt điện (đồng/BTU);

ϵ : Suất hao nhiệt của tổ máy nhiệt điện (BTU/kWh).

b) Giá nhiên liệu dùng để tính giá trần bản chào là mức giá nhiên liệu 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. Mức giá nhiên liệu được tính toán quy đổi đến hàng rào nhà máy điện;

c) Suất hao nhiệt của tổ máy điện được xác định bằng suất hao nhiệt được thống nhất trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp và được hiệu chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất.

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.

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, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán suất hao nhiệt căn cứ trên số liệu vận hành quá khứ do Đơn vị phát điện cung cấp.

d) 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;

đ) Hệ số chi phí phụ của tổ máy nhiệt điện được Đơn vị mua buôn duy nhất xác định căn cứ trên số liệu trong hợp đồng mua bán điện hoặc hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

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

3. 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 thời gian biểu thị trường tại Phụ lục 1 Thông tư này.

Điều 23. Giới hạn chào giá đối với các nhà máy điện BOT

1. Giá trần bản chào của nhà máy điện BOT bằng giá thành phần điện năng trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy BOT.

2. Giá sàn bản chào của nhà máy điện BOT bằng 1 đồng/kWh.

Điều 24. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

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

- a) Bắt đầu vận hành 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 1 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 nhà máy mới tốt nhất 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 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 1 kWh cho các nhà máy điện đáp ứng các tiêu chí quy định tại các điểm a, b và c khoản 1 Điều này theo công thức sau:

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

P_{TPTB} : chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 1 kWh trong năm N của nhà máy điện (đồng/kWh);

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

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

$Q_{\text{ttbd}}^{\text{CfD}}$: 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. 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 1 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. Không áp dụng giá công suất thị trường cho các giờ thấp điểm đêm, trong đó giờ thấp điểm đêm là các giờ tính từ 0 giờ 00 đến 4 giờ 00 và từ 22 giờ 00 đến 24 giờ 00.

3. Giá công suất thị trường tỷ lệ với phụ tải hệ thống dự báo cho chu kỳ giao dịch.

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

i : chu kỳ giao dịch i trong năm N;

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

P_{BNE} : chi phí phát điện toàn phần trung bình cho 1 kWh của Nhà máy điện mới tốt nhất xác định tại khoản 4 Điều 24 Thông tư này (đồng/kWh);

Q_{BNE}^i : sản lượng dự kiến 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).

2. Xác định chi phí thiếu hụt tháng

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

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

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_{\max}^t : 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:

$$Q_{BNE} = \frac{\sum_i Q_{BNE}^i}{I}$$

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_{BNE}^i : 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 (kW).

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

$$CAN_i^t = MS^t \times \frac{(D_i^t - D_{min}^t)}{Q_{BNE} \times \sum_{i=1}^I (D_i^t - D_{min}^t)}$$

Trong đó:

I : tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng t , trừ các giờ thấp điểm đêm;

i : chu kỳ giao dịch i trong tháng t , trừ các giờ thấp điểm đêm;

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 : 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 điện hình dự báo của tháng t được quy định tại Điều 19 Thông tư này (MW);

D_{min}^t : phụ tải cực tiểu hệ thống dự báo cho tháng t (MW).

Điều 27. Xác định sản lượng hợp đồng năm

Sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm các bước sau:

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

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

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

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

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

Trong đó:

AGO : 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 mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

GO: sản lượng điện năng năm N của nhà máy điện thỏa thuận để tính giá hợp đồng mua bán điện (kWh);

a, b: hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm, trong đó $a = 0,9$; $b = 1,1$.

3. Tính toán sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Q_c = \alpha \times \text{AGO}$$

Trong đó:

Q_c : 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 (%).

Điều 28. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

Sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm các bước sau:

1. Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường 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 : 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 cho Đơn vị mua buôn duy nhất và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra;

2. Đơn vị mua buôn duy nhất và 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 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;

c) Bổ sung phụ lục 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 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, bao gồm mức giá trần thị trường, 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. Số phương án giá trần thị trường tối thiểu là ba (03) phương án.

2. Giá trần thị trường cho năm N không vượt quá 115% mức giá trần bán chào của tổ máy nhiệt điện chạy lưng đất nhất.

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

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

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^{CID} : 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).

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 phát điện tham gia thị trường trong chu kỳ giao dịch i xác định từ mô hình mô phỏng thị trường có ràng buộc truyền tải (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 truyền tải (đồng/kWh);

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

Mục 2

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THÁNG TỚI

Điều 31. 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 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 cho các tuần trong tháng.

Điều 32. Tính toán giá trị nước

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

1. Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu.
2. Giá trị nước của nhà máy thủy điện trong nhóm thủy điện bậc thang.
3. Giá trị nước của nhà máy thủy điện khác.
4. Mức nước giới hạn các tuần trong tháng của các hồ chứa thủy điện.

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các tổ máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới theo Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào hàng tháng của nhà máy nhiệt điện.

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 ba (03) nhóm sau:

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

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

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

Điều 34. Điều chỉnh giá trần 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 và kết quả phân loại tổ máy xác định tại Điều 33 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo thời gian biểu thị trường quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

Điều 35. 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 để xác định sản lượng dự kiến từng giờ trong tháng của nhà máy điện.

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. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng hợp đồng giờ cho Đơn vị mua buôn duy nhất và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch theo thời gian biểu thị trường điện quy định tại Phụ lục 1 Thông tư này.

4. 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 giờ theo kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Mục 3

KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 36. Giá trị nước tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật số liệu dự báo phụ tải, 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;
- c) Giá trị nước của các nhà máy thủy điện khác;
- d) Mức nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện.

Điều 37. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện

Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện 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 36 Thông tư này, cụ thể như sau:

1. Trường hợp giá trị nước lớn hơn 0 đồng/kWh:
 - a) Giá trần của nhà máy thủy điện bằng 110% giá trị nước;
 - b) Giá sàn của nhà máy thủy điện bằng 80% giá trị nước.
2. Trường hợp giá trị nước nhỏ hơn hoặc bằng 0 đồng/kWh, giá trần và giá sàn của nhà máy thủy điện bằng 0 đồng/kWh.

Chương V

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 38. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

Trước 9h 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 và từng miền Bắc, Trung, Nam.
2. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu do Đơn vị mua buôn duy nhất cung cấp theo quy định tại Điều 58 và Điều 59 Thông tư này.
3. 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.

Điều 39. Bản chào giá

Bản chào giá phải tuân thủ các nguyên tắc sau:

1. Có tối đa 5 cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Công suất trong bản chào giá là công suất tại đầu cực máy phát điện.
3. Bước chào tối thiểu là 3 MW.
4. Có các thông tin về thông số kỹ thuật của tổ máy, bao gồm:
 - a) Công suất công bố của tổ máy cho ngày D;
 - b) Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy;
 - c) Tốc độ tăng và giảm công suất tối đa của tổ máy.
5. 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 đánh giá an ninh hệ thống điện ngắn hạn được quy định tại Quy định hệ thống điện truyền tải trừ trường hợp sự cố kỹ thuật bất khả kháng.
6. Dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá phải bằng công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy. Dải công suất chào cuối cùng phải bằng công suất công bố.
7. Đơn vị của giá chào là đồng/kWh, với số thập phân nhỏ nhất là 0,1.
8. Giá chào trong khoảng từ giá sàn đến giá trần của tổ máy và không giảm theo chiều tăng của công suất chào.

Mẫu bản chào giá được quy định tại Phụ lục 3 Thông tư này.

Điều 40. 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 37 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 chào giá thay cho các nhà máy thuộc nhóm này theo đúng 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. 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.

6. 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 36 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 51 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 41. Chào giá nhà máy thủy điện khác và nhà máy điện BOT

1. Các nhà máy thủy điện khác có hồ chứa điều tiết trên một (01) tuần chào giá trên thị trường và tuân thủ giới hạn giá chào quy định tại Điều 37 Thông tư này.

2. Các nhà máy thủy điện khác có hồ chứa điều tiết dưới một (01) tuần công bố sản lượng phát hàng giờ của ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước 10 giờ 00 ngày D-1 để lập lịch huy động.

3. Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm chào giá thay cho các nhà máy điện BOT.

Điều 42. Nộp bản chào giá

1. Trước 10 giờ 00 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.

Điều 43. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

1. Ba mươi (30) phút trước 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 bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 39 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 ngay 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 44. 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 39 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 hoặc bản chào giá của tổ máy phát điện tương đương do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định;

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 trị nước tuần đã được công bố.

Điều 45. 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 và từng miền Bắc, Trung, Nam.
2. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá.
3. Sản lượng công bố của các thủy điện quy định tại khoản 2 Điều 36, khoản 6 Điều 40 và khoản 2 Điều 41 Thông tư này.

4. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 58 và Điều 59 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. 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.

9. 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 và các đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 46. 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;
- 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).

Điều 47. Công bố lịch huy động ngày tới

Trước 15h 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.
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 48. 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.

Điều 49. Biện pháp xử lý khi có cảnh báo thiếu công suất

1. 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 60 phút trước giờ vận hành có thay đổi bản chào giá;

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

c) 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.

2. Sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

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 51 Thông tư này.

Mục 2**VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIỜ TỐI****Điều 50. Dữ liệu lập lịch huy động giờ tối**

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 tối:

1. Biểu đồ phụ tải của toàn hệ thống và từng miền Bắc, Trung, Nam dự báo cho giờ tối và ba (03) giờ tiếp theo.
2. Các bản chào giá lập lịch của các đơn vị chào giá.
3. Kế hoạch hòa lưới của các tổ máy khởi động chậm theo lịch huy động ngày tối đã được công bố.
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 tối.
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.

Điều 51. Điều chỉnh sản lượng công bố của Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

1. Trước khi lập lịch huy động giờ tối, 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 36 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 tối;
- 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 do Cục Điều tiết điện lực quy định hàng năm theo đề xuất của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trên cơ sở đánh giá kết quả vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong năm liền trước. Trong năm đầu tiên vận hành thị trường điện, phạm vi điều chỉnh là $\pm 5\%$.

Điều 52. 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.

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 tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay;
- c) Giảm tối thiểu công suất phát của tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần;
- d) Dừng các tổ máy không phải khởi động chậm theo giá bản chào từ cao đến thấp;

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

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

- Có thời gian khởi động ngắn nhất;
- 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 53. 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 mười lăm (15) phút trước giờ vận hành, bao gồm các nội dung sau:

1. Dự báo phụ tải giờ tới của toàn hệ thống và các miền Bắc, Trung, Nam.
2. Lịch huy động các tổ máy phát điện trong giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 52 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 51 Thông tư này.
5. Lịch sa thải phụ tải dự kiến (nếu có).

Mục 3**VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC****Điều 54. 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 do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 55. Can thiệp vào thị trường điện

1. Các trường hợp can thiệp vào thị trường điện

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 mười lăm (15) phút trước giờ vận hành.

2. Các biện pháp can thiệp vào thị trường điện

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

- a) Theo các bản chào hợp lệ của các Đơn vị chào giá cho chu kỳ giao dịch đó;
 b) Trong trường hợp Đơn vị chào giá không có bản chào hợp lệ cho chu kỳ giao dịch đó:

- Áp dụng mức giá sàn cho phần sản lượng hợp đồng;
- Áp dụng mức giá trần bản chào cho phần sản lượng còn lại.

c) Trong trường hợp không thể thực hiện được các biện pháp quy định tại điểm a và điểm b Khoản này, 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:

- Đảm bảo cân bằng được công suất phát và phụ tải;
- Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng điều tần;
- Đáp ứng được yêu cầu về dự phòng quay;
- 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;
- 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 56. 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 trong các trường hợp:

- 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) Kết quả vận hành thị trường điện không đạt được các mục tiêu đã đề ra.

2. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét, quyết định dừng thị trường điện trong các trường hợp quy định tại 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 57. 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 58. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 16 giờ ngày D-2, Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện 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 59. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

1. Trước 16 giờ ngày D-2, Đơn vị mua buôn duy nhất có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sản lượng điện năng nhập khẩu trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu được tính như nguồn phát đặt tại điểm nhập khẩu với giá chào bằng 0 đồng/kWh trong lập lịch huy động ngày tới và giờ tới.

Điều 60. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

Lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện do Đơn vị mua buôn duy nhất ký.

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 61. Cung cấp số liệu đo đếm

1. Trước 15 giờ 00 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 số liệu đo đếm điện năng của từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

2. Trước ngày làm việc thứ tám (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 theo quy định tại Thông tư số 27/2009/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định đo đếm điện năng trong thị trường phát điện cạnh tranh.

Điều 62. 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 5 năm.

Mục 2**TÍNH TOÁN GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG
VÀ CÔNG SUẤT THANH TOÁN****Điều 63. 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) Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện và sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất được sắp xếp đạt mức phụ tải hệ thống.

2. Giá điện năng thị trường bằng giá chào của dải công suất cuối cùng 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 9 giờ 00 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 64. Xác định công suất thanh toán

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

a) Tính toán phụ tải hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch bằng phụ tải hệ thống cộng thêm các thành phần sau:

- Công suất dự phòng quay cho chu kỳ giao dịch;
- Công suất điều tần cho chu kỳ giao dịch;
- Thành phần công suất khuyến khích (được tính bằng 3% phụ tải hệ thống của chu kỳ giao dịch).

b) Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện và sản lượng công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu cho chu kỳ

giao dịch đó theo phương pháp lập lịch không ràng buộc cho đến khi tổng công suất được sắp xếp đạt mức phụ tải hiệu chỉnh. Lượng công suất điều tần và dự phòng quay cho chu kỳ giao dịch của tổ máy được sắp xếp với giá chào bằng 0 đồng/kWh.

2. Lượng công suất thanh toán của tổ máy trong chu kỳ giao dịch tính bằng lượng công suất của tổ máy đó được xếp trong lịch công suất.

3. Trước 9 giờ 00 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 65. 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 63 và lượng công suất thanh toán theo quy định tại Điều 64 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 66. 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 (Q_{bp});

b) Sản lượng điện năng phát tăng thêm (Q_{con});

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

2. 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:

$$Q_{bp_i^j} = \min\{Q_{mq_i^j} - Q_{bb_i^j}, Q_{gb_i^j}\} \quad \text{nếu } Q_{mq_i^j} \geq Q_{bb_i^j}$$

$$Q_{bp_i^j} = 0 \quad \text{nếu } Q_{mq_i^j} < Q_{bb_i^j}$$

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;

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

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

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

$Q_{gb_i^j}$: 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 đầu nối vào vị trí đo đếm j và được quy đổi về vị trí đo đếm đó (kWh).

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

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

Trong đó:

j : 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;

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

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

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

a) Xác định các tổ máy phát tăng thêm do ràng buộc truyền tải hoặc các ràng buộc khác trong chu kỳ giao dịch;

b) 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 tổ máy không bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ tới và phát tăng công suất theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch:

$$Q_{con.dc_i^g} = \frac{P_i^{dd} - P_i^{lnt}}{2} \times \frac{T_i^{hd}}{60}$$

- Trường hợp tổ máy đã bị ràng buộc phải phát theo lịch huy động giờ tới:

$$Q_{con.dc_i^g} = (P_i^{lgt} - P_i^{lnt}) \times 1 + \frac{P_i^{dd} - P_i^{lgt}}{2} \times \frac{T_i^{dd}}{60}$$

Trong đó:

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

P_i^{dd} : công suất phát của tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong chu kỳ giao dịch i (kW);

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

P_i^{lgt} : công suất của tổ máy theo lịch huy động giờ tới trong chu kỳ giao dịch i (kW);

T_i^{hd} : khoảng thời gian tổ máy phải phát tăng thêm theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (phút).

c) Xác định sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch của tổ máy, $Q_{con_i^g}$, bằng cách quy đổi sản lượng $Q_{con.dc_i^g}$ từ vị trí đầu cực tổ máy về vị trí đo đếm.

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

$$Q_{con_i} = \sum_{g=1}^G Q_{con_i^g}$$

Trong đó:

Q_{con_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 ;

$Q_{con_i^g}$: sản lượng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

4. 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:

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 67. Thanh toán điện năng thị trường

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

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

Trong đó:

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

R_{smp} : khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

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

R_{con} : khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ thanh toán (đồng).

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:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$$R_{smp} = \sum_{i=1}^I R_{smp_i}$$

Trong đó:

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

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

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

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

3. Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá chào đối với nhà máy nhiệt điện có giá chào lớn hơn giá trần thị trường 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:

- Trường hợp sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng:

$$R_{bp_i} = \sum_{j=1}^J (Q_{bp_i^j} \times P_{b_i^j}) - \left(\sum_{j=1}^J Q_{bp_i^j} - Q_{bp_i} \right) \times P_{b_i}^{\max}$$

Trong đó:

R_{bp_i} : khoản thanh toán cho phần điện năng chào cao hơn giá trần của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

j : dải chào thứ j trong bản chào giá của 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).

- Trường hợp sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện nhỏ hơn sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng:

$$Rbp_i = Qbp_i \times SMP_i$$

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);

SMP_i : giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (đồng/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:

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

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;

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

Qcon_i^g: điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i, (kWh);

Pcon_i^g: giá chào tương ứng với dải công suất phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

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

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

Trong đó:

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

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

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

Điều 68. 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:

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

Trong đó:

$Rcan_i$: 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;

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

$Qcan_i^g$: lượng công suất thanh toán của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i (kW).

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 69. 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:

1. 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);

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).

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 70. 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 67, Điều 68 và Điều 69, với giá điện năng thị trường và lượng công suất thanh toán xác định tại Điều 65 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.

09385522

LawSoft * Tel: +84-8-3845 6684 * www.ThuVienPhapLuat.com

Điều 71. 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 72. Thanh toán chi phí cơ hội cho dịch vụ dự phòng quay

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán chi phí cơ hội cho Đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ dự phòng quay trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

$$Rspn_i = \sum_{g=1}^G (OC_i^g \times Qspn_i^g)$$

Trong đó:

$Rspn_i$: khoản thanh toán chi phí cơ hội cho Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

g : tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay của Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i ;

G : tổng số tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay của Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i ;

$Qspn_i^g$: công suất lập lịch cung cấp dịch vụ dự phòng quay của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i theo lịch huy động giờ tới (kWh);

OC_i^g : chi phí cơ hội trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy g (đồng/kWh). Chi phí cơ hội được tính toán như sau:

$$OC_i = \max \{SMP_i - Pb_i; 0\}$$

Trong đó:

SMP_i : giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i của ngày D (đồng/kWh);

Pb_i : giá chào lớn nhất trong số các mức giá chào tương ứng với các dải công suất cung cấp dịch vụ dự phòng quay (đồng/kWh).

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

$$Rspn = \sum_{i=1}^I Rspn_i$$

Trong đó:

$Rspn$: khoản thanh toán chi phí cơ hội trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán mà Đơn vị phát điện cung cấp dự phòng quay;

I : tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán mà Đơn vị phát điện cung cấp dự phòng quay;

$Rspn_i$: khoản thanh toán chi phí cơ hội trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

2. Chi phí cơ hội chỉ được thanh toán cho các tổ máy nhiệt điện cung cấp dự phòng quay.

Điều 73. 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

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 được thanh toán theo

hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đã ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 74. Thanh toán cho nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

Thanh toán cho nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu được thực hiện theo hợp đồng mua bán điện đã ký với Đơn vị mua buôn duy nhất.

Điều 75. Thanh toán khác

1. Đơn vị phát điện có tổ máy phát công suất phản kháng phát phục vụ điều chỉnh điện áp được thanh toán cho lượng điện năng nhận từ lưới điện để phát công suất phản kháng:

- a) Theo giá điện năng thị trường đối với tổ máy có chào giá trên thị trường điện;
- b) Theo hợp đồng mua bán điện đối với tổ máy không chào giá trên thị trường điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng theo quy định tại điểm d và điểm e khoản 3 Điều 52 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.

3. 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 61 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 61 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.

Mục 5

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 76. 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 77. 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 đó 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 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. Vào 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.

Điều 78. 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 mười (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. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán bao gồm các bảng kê thanh toán cho từng ngày giao dịch và 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.

Điều 79. 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.

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 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 80. 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 81. 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 hiệu chỉnh hóa đơn trong thời hạn một (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 82. Thanh toán

1. Chậm nhất vào ngày cuối cùng hàng tháng, 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.

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.

Điều 83. 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.

Chương VII

PHẦN MỀM CHO HOẠT ĐỘNG CỦA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 84. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

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

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

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

Điều 85. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Đảm bảo tính chính xác, độ tin cậy, tính bảo mật và đáp ứng được các tiêu chuẩn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xây dựng.
2. Có đầy đủ các hướng dẫn kỹ thuật, quy trình vận hành kèm theo.

Điều 86. Xây dựng và phát triển các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

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

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

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

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

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

Điều 87. Kiểm toán phần mềm

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

a) Trước khi thị trường điện chính thức vận hành;

b) Trước khi đưa phần mềm mới vào sử dụng;

c) Sau khi hiệu chỉnh, nâng cấp có ảnh hưởng đến việc tính toán;

d) Kiểm toán định kỳ.

2. Kiểm toán phần mềm do đơn vị kiểm toán độc lập thực hiện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập, trình Cục Điều tiết điện lực phê duyệt.

Chương VIII

HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VÀ QUY ĐỊNH VỀ CÔNG BỐ THÔNG TIN

Mục 1

HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 88. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện

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

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

Điều 89. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện

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

Mục 2

QUẢN LÝ VÀ CÔNG BỐ THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 90. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

1. Đơn vị phát điện, Đơn vị mua buôn duy nhất, Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin, số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và tính toán thanh toán theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp và công bố thông tin, số liệu và các báo cáo vận hành thị trường điện cho các thành viên tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Mức độ phân quyền truy cập thông tin được xác định theo chức năng của các đơn vị và được quy định tại Quy trình vận hành hệ thống thông tin thị trường điện và công bố thông tin.

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

- a) Thông tin về các Thành viên tham gia thị trường điện;
- b) Dữ liệu về phụ tải hệ thống;
- c) Số liệu thống kê về giá thị trường;
- d) Các thông tin khác được quy định trong Quy trình vận hành hệ thống thông tin thị trường điện và công bố thông tin.

Điều 91. Trách nhiệm đảm bảo tính chính xác của thông tin thị trường điện

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

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

Điều 92. Bảo mật thông tin thị trường điện

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

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

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

Điều 93. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực hoặc cơ quan có thẩm quyền theo quy định của pháp luật.

2. Các thông tin tự tổng hợp, phân tích từ các thông tin công bố trên thị trường điện, không phải do các thành viên tham gia thị trường điện khác cung cấp sai quy định tại Điều 92 Thông tư này.

Điều 94. Lưu trữ thông tin thị trường điện

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

Mục 3

BÁO CÁO VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 95. Công bố thông tin vận hành thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm định kỳ lập và công bố thông tin vận hành thị trường điện được quy định tại Quy trình vận hành hệ thống thông tin thị trường điện cụ thể như sau:

1. Trước 15 giờ 00 hàng ngày, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện ngày hôm trước.
2. Trước Thứ Ba hàng tuần, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện tuần trước.
3. Trước ngày 10 hàng tháng, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.
4. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, lập và công bố báo cáo vận hành thị trường điện năm trước.

Điều 96. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

1. Trước ngày 10 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của tháng trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.
2. Trước ngày 31 tháng 01 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực các báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện của năm trước theo mẫu do Cục Điều tiết điện lực quy định.
3. Trong thời hạn 24 giờ kể từ khi kết thúc can thiệp thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực về việc can thiệp thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất về vận hành hệ thống điện, thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điều tiết điện lực.

Điều 97. Kiểm toán số liệu và tuân thủ trong thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

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

a) Kiểm toán số liệu, quá trình thực hiện tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong thị trường điện, bao gồm:

- Số liệu cho quá trình tính toán trong thị trường điện;
- Các bước thực hiện tính toán;
- Kết quả tính toán.

b) Kiểm toán tuân thủ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đối với các trình tự, thủ tục quy định tại Thông tư này.

2. Kiểm toán đột xuất

Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổ chức thực hiện kiểm toán đột xuất theo các nội dung và phạm vi kiểm toán cụ thể trong các trường hợp sau:

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

b) Theo đề nghị của thành viên tham gia thị trường điện. Trình tự thực hiện như sau:

- Thành viên tham gia thị trường điện điện gửi văn bản đề nghị cho Cục Điều tiết điện lực nêu rõ nội dung và lý do đề nghị kiểm toán;

- Trong thời hạn 30 ngày kể từ khi nhận được văn bản đề nghị, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm xem xét và có văn bản chấp thuận hoặc không chấp thuận đề nghị kiểm toán, trong đó nêu rõ nội dung và phạm vi được kiểm toán hoặc lý do không chấp thuận.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập đủ năng lực thực hiện các nội dung kiểm toán thị trường điện trình Cục Điều tiết điện lực thông qua.

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

5. Chi phí kiểm toán:

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

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

6. Trong thời hạn 10 ngày kể từ khi kết thúc kiểm toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cục Điều tiết điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương IX

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Mục 1

GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP

Điều 98. Trình tự giải quyết tranh chấp trong thị trường điện

1. Các tranh chấp phát sinh trong thị trường điện được giải quyết theo Quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trong hoạt động điện lực do Bộ Công thương ban hành.

2. Trước khi thực hiện giải quyết tranh chấp theo quy định tại khoản 1 Điều này, các bên có trách nhiệm tiến hành đàm phán để tự giải quyết (hòa giải) trong thời hạn sáu mươi (60) ngày theo một trong các hình thức sau:

a) Tự hòa giải;

b) Hòa giải thông qua trung gian. Các bên có thể mời chuyên gia có chuyên môn hoặc đề nghị Cục Điều tiết điện lực cử cán bộ làm trung gian hòa giải.

Điều 99. Trách nhiệm của các bên trong quá trình hòa giải

1. Thống nhất về hình thức hòa giải, thời gian, địa điểm tiến hành đàm phán.

2. Cung cấp đầy đủ, trung thực, chính xác những thông tin, tài liệu cần thiết liên quan đến nội dung tranh chấp.

3. Đưa ra chứng cứ hợp pháp để bảo vệ quyền và lợi ích hợp pháp.

4. Tham gia quá trình đàm phán với tinh thần thiện chí, hợp tác.

5. Trong quá trình hòa giải, nếu phát hiện tranh chấp có dấu hiệu vi phạm quy định thị trường điện thì bên phát hiện có trách nhiệm thông báo cho bên kia biết để dừng hòa giải và báo cáo Cục Điều tiết điện lực.

Điều 100. Thông báo tranh chấp và chuẩn bị đàm phán

1. Khi phát sinh tranh chấp, bên khiếu nại có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho bên bị khiếu nại về việc tranh chấp và yêu cầu giải quyết tranh chấp đó và gửi Cục Điều tiết điện lực một (01) bản để báo cáo.

2. Trong thời hạn 15 ngày, kể từ ngày nhận được thông báo, các bên có trách nhiệm thống nhất với nhau về hình thức hòa giải, nội dung cần giải quyết, thời gian và địa điểm đàm phán. Trường hợp lựa chọn hình thức hòa giải thông qua trung gian, các bên có trách nhiệm thống nhất về việc chọn người làm trung gian hòa giải. Các bên có quyền thỏa thuận thay đổi người trung gian hòa giải trước thời gian dự kiến hòa giải đã thống nhất.

Điều 101. Tổ chức hòa giải

1. Tự hòa giải

Các bên có trách nhiệm trao đổi, thỏa thuận về các nội dung cần giải quyết.

2. Hòa giải thông qua trung gian

a) Các bên có trách nhiệm lựa chọn người trung gian hòa giải và thống nhất về trách nhiệm của người trung gian hòa giải;

b) Các bên có trách nhiệm cung cấp cho người trung gian hòa giải nội dung vụ việc tranh chấp, các thông tin, tài liệu có liên quan đến vụ việc tranh chấp và các yêu cầu giải quyết của từng bên;

c) Các bên có thể nhất trí với phương án giải quyết của người trung gian hòa giải, yêu cầu người trung gian hòa giải sửa đổi, bổ sung phương án giải quyết đó hoặc tự thỏa thuận để thống nhất phương án giải quyết mới.

Điều 102. Biên bản hòa giải

1. Sau khi kết thúc hòa giải hoặc hết thời hạn hòa giải, các bên tranh chấp có trách nhiệm lập Biên bản hòa giải bao gồm các nội dung sau:

a) Thời gian và địa điểm tiến hành hòa giải;

b) Tên, địa chỉ các bên tham gia hòa giải;

c) Tóm tắt nội dung tranh chấp;

d) Nội dung yêu cầu của các bên;

- đ) Những nội dung đã được các bên thỏa thuận;
- e) Những nội dung các bên không thỏa thuận được và lý do không thỏa thuận được.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày lập biên bản hòa giải, các bên có trách nhiệm gửi Cục Điều tiết điện lực một (01) bản đề báo cáo.

Điều 103. Giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực

1. Các bên có quyền trình vụ việc lên Cục Điều tiết điện lực để giải quyết tranh chấp trong các trường hợp sau:

a) Hết thời hạn hòa giải quy định tại khoản 2 Điều 98 Thông tư này mà vụ việc tranh chấp hòa giải không thành hoặc không thể tổ chức hòa giải được do một bên không tham gia hòa giải;

b) Một bên không thực hiện các nội dung đã thỏa thuận trong Biên bản hòa giải.

2. Sau khi nhận được Đơn đề nghị giải quyết tranh chấp (Đơn kiện), Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm giải quyết tranh chấp theo trình tự, thủ tục quy định tại Quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp trong hoạt động điện lực do Bộ Công thương ban hành.

Mục 2

XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 104. Phát hiện và trình báo vi phạm

1. Các hành vi vi phạm trong thị trường điện bị phát hiện phải được trình báo Cục Điều tiết điện lực bằng văn bản.

2. Nội dung trình báo hành vi vi phạm bao gồm:

- a) Tên, địa chỉ đơn vị trình báo;
- b) Tên, địa chỉ đơn vị có hành vi vi phạm;
- c) Hành vi vi phạm;
- d) Ngày, giờ hành vi vi phạm xảy ra;
- đ) Lý do phát hiện hành vi vi phạm.

Điều 105. Kiểm tra, xác minh hành vi vi phạm

1. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày nhận được trình báo về hành vi vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức kiểm tra, xác minh.

2. Trong quá trình tiến hành kiểm tra, xác minh hành vi vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có quyền:

a) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị liên quan cung cấp thông tin, tài liệu cần thiết phục vụ cho quá trình kiểm tra, xác minh;

b) Yêu cầu đơn vị có dấu hiệu vi phạm giải trình;

c) Trưng cầu giám định, lấy ý kiến chuyên gia hoặc ý kiến của cơ quan, đơn vị có liên quan;

d) Triệu tập đơn vị có dấu hiệu vi phạm, các đơn vị bị ảnh hưởng do hành vi vi phạm để lấy ý kiến về hướng giải quyết và khắc phục hành vi vi phạm.

3. Trong quá trình kiểm tra, xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm giữ bí mật các thông tin, tài liệu được cung cấp theo quy định về bảo mật thông tin quy định tại Thông tư này.

Điều 106. Lập Biên bản vi phạm pháp luật

1. Trong thời hạn ba mươi (30) ngày kể từ ngày tiến hành kiểm tra, xác minh, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kết thúc kiểm tra, xác minh và lập Biên bản vi phạm pháp luật đối với hành vi vi phạm quy định vận hành thị trường điện. Trường hợp vụ việc có nhiều tình tiết phức tạp, thời hạn kiểm tra, xác minh có thể kéo dài nhưng không quá sáu mươi (60) ngày kể từ ngày tổ chức kiểm tra, xác minh.

2. Biên bản vi phạm pháp luật được lập theo quy định về xử phạt vi phạm pháp luật trong lĩnh vực điện lực.

3. Trường hợp kết quả kiểm tra, xác minh cho thấy hành vi bị trình báo không vi phạm quy định vận hành thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực dừng kiểm tra, xác minh và thông báo cho tổ chức, cá nhân trình báo.

Điều 107. Các hình thức xử lý vi phạm

1. Đơn vị vi phạm phải chịu một trong các hình thức, mức độ xử phạt đối với từng hành vi vi phạm theo quy định về xử phạt vi phạm pháp luật trong lĩnh vực điện lực.

2. Đối với nhà máy điện có hành vi vi phạm quy định tại khoản 1 Điều 8 Thông tư này, ngoài bị xử phạt theo quy định tại khoản 1 Điều này còn bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện. Thời hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện tùy thuộc vào tính chất, mức độ vi phạm nhưng không quá sáu (06) tháng.

Điều 108. Trình tự, thủ tục đình chỉ quyền tham gia thị trường điện

1. Trường hợp nhà máy điện có hành vi vi phạm quy định tại khoản 1 Điều 8 Thông tư này, trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày Biên bản vi phạm pháp luật

được lập, Cục Điều tiết điện lực xem xét, ra quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện của nhà máy điện có hành vi vi phạm và gửi cho nhà máy điện vi phạm và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trong thời hạn một (01) ngày kể từ ngày nhận được Quyết định đình chỉ quyền tham gia thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố việc đình chỉ quyền tham gia thị trường điện đối với nhà máy điện vi phạm.

3. Hết thời hạn quy định tại khoản 2 Điều 107 Thông tư này, nhà máy điện vẫn chưa khắc phục vi phạm, Cục Điều tiết điện lực có quyền ra quyết định gia hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện. Thời gian gia hạn không quá sáu (06) tháng, kể từ ngày hết hạn đình chỉ quyền tham gia thị trường điện.

Chương X

TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 109. Tổ chức thực hiện

1. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm phổ biến, hướng dẫn, kiểm tra và giám sát việc thực hiện Thông tư này.

2. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm chỉ đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện:

a) Xây dựng các quy trình kỹ thuật trình Cục Điều tiết điện lực ban hành trong thời hạn sáu (06) tháng kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực, bao gồm:

- Quy trình lập kế hoạch vận hành năm, tháng và tuần tới;
- Quy trình lựa chọn nhà máy mới tốt nhất và tính toán giá công suất thị trường;
- Quy trình mô phỏng thị trường điện;
- Quy trình tính toán giá trị nước;
- Quy trình phân loại tổ máy và tính giá trần bản chào của nhà máy nhiệt điện;
- Quy trình lập lịch huy động các tổ máy phát điện;
- Quy trình vận hành hệ thống thông tin thị trường và công bố thông tin.

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

3. Các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm hoàn thiện các trang thiết bị thông tin phù hợp với Hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Thông tư này.

4. Các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện theo mẫu do Bộ Công thương ban hành áp dụng cho thị trường phát điện cạnh tranh.

5. Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu có vấn đề vướng mắc, các đơn vị có liên quan có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực để nghiên cứu, đề xuất, trình Bộ Công thương sửa đổi, bổ sung Thông tư cho phù hợp.

Điều 110. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 25 tháng 6 năm 2010.

2. Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực, Chánh Văn phòng Bộ, Chánh Thanh tra Bộ, các Vụ trưởng, Cục trưởng có liên quan thuộc Bộ, các đơn vị có liên quan và các thành viên thị trường điện chịu trách nhiệm thi hành Thông tư này./.

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

Đỗ Hữu Hào

Phụ lục 1

LỊCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 15 tháng 9 năm N-1		Hoàn thành lập kế hoạch vận hành cho năm N và trình EVN thẩm định	SMO		Năm N	Hàng năm	Hoàn thành và trình các kết quả tính toán sau: - Giá trị nước hàng tuần; - Mức nước giới hạn tháng;
Ngày 01 tháng 10 năm N-1		Trình ERAV phê duyệt kế hoạch vận hành cho năm N	SMO		Năm N	Hàng năm	- Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Sản lượng hợp đồng năm của từng nhà máy điện; - Sản lượng hợp đồng hàng tháng trong năm; - Giá công suất thị trường (CAN) hàng giờ. Hồ sơ trình bao gồm cả các thông số đầu vào và thuyết minh tính toán

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 31 tháng 10 năm N-1		Công bố kế hoạch vận hành cho năm N	SMO		Năm N	Hàng năm	Công bố các nội dung của kế hoạch vận hành cho năm N đã được phê duyệt.
Ngày 20 tháng M-1		Hoàn thành lập kế hoạch vận hành cho tháng M	SMO	NMD, SB, TNO	Tháng M	Hàng tháng	Hoàn thành tính toán các kết quả sau: - Giá trị nước hàng tuần trong tháng - Mức nước giới hạn các tuần trong tháng; - Giá trần bán chào nhiệt điện trong tháng M; - Sản lượng dự kiến phát từng giờ trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng hàng giờ trong tháng.
Thứ Sáu tuần T-1	10h00	- Công bố giá trị nước - Công bố sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP	SMO	NMD, SB, TNO	Tuần T	Hàng tuần	Công bố các kết quả sau: - Giá trị nước cho tuần T; - Mức nước giới hạn tuần; - Sản lượng hàng giờ của các nhà máy SMHP dự kiến cho tuần T.
Ngày D - 2	16h00	Cung cấp thông tin về sản lượng điện năng xuất, nhập khẩu	SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Sản lượng điện năng xuất nhập khẩu dự kiến trong từng giờ của ngày D.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày D-1	9h00	Công bố các thông tin phục vụ vận hành thị trường điện ngày tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin sau: - Dự báo phụ tải ngày D; - Điện năng xuất nhập khẩu ngày D - Kết quả đánh giá an ninh hệ thống ngắn hạn cho ngày D.
	10h00	Nộp bản chào giá	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho ngày D. Bản chào giá của các nhà máy BOT (do SB nộp thay) cho ngày D.
	10h00	Công bố sản lượng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 1 tuần	NMĐ	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 1 tuần công bố sản lượng tuần tới cho SMO
	15h00	Công bố lịch huy động ngày D	SMO	NMĐ, SB, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho từng giờ của ngày D
Ngày D-1 và D	Liên tục	Công bố các thay đổi về công suất khả dụng của tổ máy và độ sẵn sàng của lưới truyền tải	NMĐ, TNO	SMO	Ngày D-1 và D	Liên tục	NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy TNO cung cấp thông tin về các thay đổi độ sẵn sàng của lưới truyền tải

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày D	15 phút trước giờ vận hành	Công bố lịch huy động giờ tới	SMO	NMĐ, SB, TNO	Giờ vận hành	Hàng giờ	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho giờ vận hành tới
Ngày D+1	15h00	Cung cấp số liệu đo đếm điện năng trong ngày D	MDMSP	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Số liệu đo đếm điện năng của các nhà máy điện trong từng giờ của ngày D
Ngày D+2	9h00	Công bố giá thị trường và lượng công suất thanh toán	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá các tổ máy, giá thị trường điện năng, giá thị trường toán phần, lượng công suất thanh toán và các kết quả tính toán khác cho từng giờ của ngày D.
		Tổng hợp và cung cấp số liệu phục vụ tính toán thanh toán cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Theo quy định tại Phụ lục 6 Thông tư này.
Ngày D+3		Cung cấp bảng kê thanh toán sơ bộ cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày D+5		Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có)	NMĐ, SB	SMO	Ngày D	Hàng ngày	Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có).

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày D+6		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho ngày D	SMO	NMĐ, SB	Ngày D	Hàng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày làm việc thứ 7 tháng M+1		Cung cấp số liệu đo đếm chính thức cho tháng M	MDMSP	SMO	Tháng M	Hàng tháng	Theo quy định tại Thông tư số 27/TT-BCT ngày 25 tháng 9 năm 2009.
Ngày làm việc thứ 10 tháng M+1		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho tháng M	SMO	NMĐ, SB	Tháng M	Hàng tháng	Các khoản thanh toán trong từng ngày giao dịch trong tháng M.
Trước ngày 20 của tháng M+1		Gửi hóa đơn thanh toán	NMĐ	SB	Tháng M	Hàng tháng	Hóa đơn thanh toán và hồ sơ thanh toán
Ngày cuối cùng của tháng M+1		Thanh toán	SB	NMĐ	Tháng M	Hàng tháng	Thanh toán theo hóa đơn.

Chú thích:

NMĐ: Nhà máy điện;

SMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

SB: Đơn vị mua buôn duy nhất;

TNO: Đơn vị truyền tải điện;

MDMSP: Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng

Phụ lục 2

MẪU BẢNG GIÁ TRẦN BẢN CHÀO CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên nhà máy điện:.....

2. Thời gian áp dụng: trong tháng..... năm.....

Tổ máy	Chi phí nhiên liệu, VNĐ/BTU	Suất hao nhiệt, BTU/kWh	Hệ số suy giảm hiệu suất, %	Chi phí khởi động, %		Giá trần bản chào, VNĐ/kWh
				Phân loại tổ máy	% chi phí khởi động	
Tổ máy 1	Chạy nền	0	..
Tổ máy 2	Chạy lưng	5	..
Tổ máy 3	Chạy đỉnh	25	..

Phụ lục 3
MẪU BẢN CHÀO

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Giờ	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)		(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)	Ngày	Tháng	Năm	(Tên NMD)		(Tên tổ máy điện)	(Nhiên liệu)		
				Giá chào (VNĐ/kwh)								Giá chào (VNĐ/kwh)				
	Khoảng công suất chào, MW		Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5	Khoảng công suất chào, MW		Mức giá 1	Mức giá 2	Mức giá 3	Mức giá 4	Mức giá 5		
	Pmin	Công suất công bố	Ngưỡng công suất tương ứng					Pmin	Công suất công bố	Ngưỡng công suất tương ứng						
1																
2																
3																
...																
...																
...																
...																
...																
22																
23																
24																
Tốc độ tăng giảm công suất tối đa:							Tốc độ tăng giảm công suất tối đa:									

Phụ lục 4**MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010
của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành
thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên Công ty phát điện: _____
2. Tên nhà máy điện: _____
3. Ngày giao dịch _____

BẢNG 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN HÀNG NGÀY

	Khoản thanh toán	Thành tiền VND
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3)	
1	Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường	
2	Khoản thanh toán tính theo giá chào	
3	Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay	
IV	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III + IV)	

**BẢNG 2. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO
GIÁ ĐIỆN NĂNG THỊ TRƯỜNG**

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Sản lượng (MWh)	Giá điện năng thị trường (VNĐ/kWh)	Thành tiền (VNĐ)
1			
2			
....			
23			
24			
Tổng cộng			

BẢNG 3. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN TÍNH THEO GIÁ CHÀO

Chu kỳ giao dịch	(Tên nhà máy điện)								
	(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)			(Tên tổ máy)		
	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Dải công suất chào, MWh	Giá chào, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1	ΔQ1	P1							
	ΔQ2	P2							
....									
24									
Tổng cộng									

BẢNG 4. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CHO PHẦN SẢN LƯỢNG PHÁT TĂNG THÊM

Chu kỳ giao dịch	Tên nhà máy điện								
	Tên tổ máy			Tên tổ máy			Tên tổ máy		
	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ	Sản lượng, MWh	Giá thanh toán, VNĐ/kWh	Thành tiền, VNĐ
1									
....									
24									
Tổng cộng									

LawSoft * Tel: +84-8-3845 6684 * www.ThuVienPhapLuat.com
 09:85522

**BẢNG 5. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN CÔNG SUẤT
THỊ TRƯỜNG**

Chu kỳ giao dịch (giờ)	Lượng công suất thanh toán (MW)	Giá công suất thị trường (VNĐ/kW)	Thành tiền VNĐ
1			
2			
...			
....			
24			
Tổng cộng			

**BẢNG 6. BẢNG KÊ KHOẢN THANH TOÁN DỊCH VỤ
DỰ PHÒNG QUAY**

Chu kỳ giao dịch (giờ)	(Tên nhà máy điện)									
	(Tên tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng quay)					(Tên tổ máy.....)				
	Công suất dự phòng quay, MW	Chi phí cơ hội			Thành tiền, VNĐ	Công suất dự phòng quay, MW	Chi phí cơ hội			Thành tiền, VNĐ
		SMP VNĐ/kWh	Pb VNĐ/kWh	Oc VNĐ/KWh			SMP VNĐ/kWh	Pb VNĐ/kWh	Oc VNĐ/KWh	
1										
2										
....										
24										
Tổng										

Phụ lục 5**MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010
của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành
thị trường phát điện cạnh tranh)

1. Tên Công ty phát điện:
2. Tên nhà máy điện:
3. Chu kỳ thanh toán:

BẢNG 1. BẢNG TỔNG HỢP CÁC KHOẢN THANH TOÁN THÁNG__

	Khoản thanh toán	Thành tiền VND
I	Thanh toán điện năng thị trường (= 1 + 2 + 3)	
1	Khoản thanh toán tính theo giá điện năng thị trường	
2	Khoản thanh toán tính theo giá chào	
3	Khoản thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm	
II	Thanh toán công suất thị trường	
III	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay	
IV	Thanh toán khác	
	Tổng cộng (= I + II + III + IV)	

**BẢNG 2. BẢNG KÊ THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG
THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG**__

Ngày giao dịch	Thanh toán điện năng thị trường, VND			Tổng
	Thanh toán tính theo giá SMP	Thanh toán tính theo giá chào	Thanh toán cho phần sản lượng phát tăng thêm	
1				
2				
...				
....				
30				
31				

**BẢNG 3. BẢNG KÊ THANH TOÁN CÔNG SUẤT
THỊ TRƯỜNG TRONG THÁNG _**

Ngày giao dịch	Thanh toán công suất thị trường, VNĐ
1	
2	
...	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

**BẢNG 4. BẢNG KÊ THANH TOÁN DỊCH VỤ DỰ PHÒNG QUAY
TRONG THÁNG _**

Ngày giao dịch	Thanh toán dịch vụ dự phòng quay, VNĐ
1	
2	
...	
....	
30	
31	
Tổng cộng	

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
(Ký tên và đóng dấu)

(Gửi kèm theo bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho từng ngày giao dịch trong tháng)

Phụ lục 6**DỮ LIỆU PHỤC VỤ TÍNH TOÁN THANH TOÁN**

(Ban hành kèm theo Thông tư số 18/2010/TT-BCT ngày 10 tháng 5 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh)

Số liệu	Ký hiệu	Đơn vị cung cấp
Điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, kWh	$Q_{mq_{d,i}}$	MDMSP
Giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$SMP_{d,i}$	SMO
Giá công suất thị trường CAN trong chu kỳ giao dịch i của ngày D, VND/kWh	$CAN_{d,i}$	
Tổng lượng công suất được trả CAN của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Q_{can^g_{d,i}}$	
Công suất lập lịch cung cấp dự phòng quay của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Q_{spn^g_{d,i}}$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh	$Q_{smp^g_{d,i}}$	
Sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D thuộc chu kỳ thanh toán, kWh.	$Q_{bp_{d,i}}$	
Sản lượng điện năng phát tăng thêm của tổ máy g trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, kWh	$Q_{con^g_{d,i}}$	
Giá thanh toán cho tổ máy g phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh.	$P_{con^g_{d,i}}$	
Giá chào của nhà máy điện năng trong chu kỳ giao dịch i của ngày giao dịch D, VND/kWh.	$P_{b_{d,i}}$	
Các khoản thanh toán khác, VND		

09585522

MỤC LỤC

Chương I. QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Chương II. ĐĂNG KÝ THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 4. Trách nhiệm tham gia thị trường điện

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

Điều 6. Trình tự phê duyệt hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện

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

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

Điều 9. Chấm dứt tham gia thị trường điện

Chương III. CÁC NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 10. Giới hạn giá chào

Điều 11. Giá trị nước

Điều 12. Giá thị trường toàn phần

Điều 13. Giá điện năng thị trường

Điều 14. Giá công suất thị trường

Điều 15. Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác

Điều 16. Nguyên tắc thanh toán trong thị trường 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

Điều 18. Phân loại các nhà máy thủy điện

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

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

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

Điều 22. Xác định giới hạn giá chào của tổ máy nhiệt điện

Điều 23. Giới hạn chào giá đối với các nhà máy điện BOT

Điều 24. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

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

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

Điều 27. Xác định sản lượng hợp đồng năm

Điều 28. Xác định sản lượng hợp đồng tháng

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

Điều 30. Xác định giá trần thị trường

Mục 2. KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THÁNG TỚI

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

Điều 32. Tính toán giá trị nước

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

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

Điều 35. Xác định sản lượng hợp đồng giờ

Mục 3. KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 36. Giá trị nước tuần tới

Điều 37. Giới hạn giá chào của nhà máy thủy điện

Chương V. VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1. VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 38. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

Điều 39. Bản chào giá

Điều 40. Chào giá nhóm nhà máy thủy điện bậc thang

Điều 41. Chào giá nhà máy thủy điện khác và nhà máy điện BOT

Điều 42. Nộp bản chào giá

Điều 43. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

Điều 44. Bản chào giá lập lịch

Điều 45. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

Điều 46. Lập lịch huy động ngày tới

Điều 47. Công bố lịch huy động ngày tới

Điều 48. Hòa lưới tổ máy phát điện

Điều 49. Biện pháp xử lý khi có cảnh báo thiếu công suất

Mục 2. VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIỜ TỐI

Điều 50. Dữ liệu lập lịch huy động giờ tối

Điều 51. Điều chỉnh sản lượng công bố của Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

Điều 52. Lập lịch huy động giờ tối

Điều 53. Công bố lịch huy động giờ tối

Mục 3. VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 54. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

Điều 55. Can thiệp vào thị trường điện

Điều 56. Dừng thị trường điện

Điều 57. Khôi phục thị trường điện

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

Điều 58. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động

Điều 59. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

Điều 60. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

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 61. Cung cấp số liệu đo đếm

Điều 62. Lưu trữ số liệu đo đếm

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

Điều 63. Xác định giá điện năng thị trường

Điều 64. Xác định công suất thanh toán

Điều 65. Xác định giá điện năng thị trường và công suất thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

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

Điều 66. Sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện

Điều 67. Thanh toán điện năng thị trường

Điều 68. Thanh toán công suất thị trường

Điều 69. Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác

Điều 70. Thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

Điều 71. Thanh toán khi dừng thị trường điện

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

Điều 72. Thanh toán chi phí cơ hội cho dịch vụ dự phòng quay

Điều 73. 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

Điều 74. Thanh toán cho nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

Điều 75. Thanh toán khác

Mục 5. TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 76. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

Điều 77. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

Điều 78. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán

Điều 79. Hồ sơ thanh toán điện năng

Điều 80. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ

Điều 81. Hiệu chỉnh hóa đơn

Điều 82. Thanh toán

Điều 83. Xử lý các sai sót trong thanh toán

Chương VII. PHẦN MỀM CHO HOẠT ĐỘNG CỦA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 84. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

Điều 85. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

Điều 86. Xây dựng và phát triển các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

Điều 87. Kiểm toán phần mềm

Chương VIII. HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VÀ QUY ĐỊNH VỀ CÔNG BỐ THÔNG TIN

Mục 1. HỆ THỐNG THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 88. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện

Điều 89. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện

Mục 2. QUẢN LÝ VÀ CÔNG BỐ THÔNG TIN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 90. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

Điều 91. Trách nhiệm đảm bảo tính chính xác của thông tin thị trường điện

Điều 92. Bảo mật thông tin thị trường điện

Điều 93. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

Điều 94. Lưu trữ thông tin thị trường điện

Mục 3. BÁO CÁO VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 95. Công bố thông tin vận hành thị trường điện

Điều 96. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

Điều 97. Kiểm toán số liệu và tuân thủ trong thị trường điện

Chương IX. GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP VÀ XỬ LÝ VI PHẠM

Mục 1. GIẢI QUYẾT TRANH CHẤP

Điều 98. Trình tự giải quyết tranh chấp trong thị trường điện

Điều 99. Trách nhiệm của các bên trong quá trình hòa giải

Điều 100. Thông báo tranh chấp và chuẩn bị đàm phán

Điều 101. Tổ chức hòa giải

Điều 102. Biên bản hòa giải

Điều 103. Giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực

Mục 2. XỬ LÝ VI PHẠM

Điều 104. Phát hiện và trình báo vi phạm

Điều 105. Kiểm tra, xác minh hành vi vi phạm

Điều 106. Lập Biên bản vi phạm pháp luật

Điều 107. Các hình thức xử lý vi phạm

Điều 108. Trình tự, thủ tục đình chỉ quyền tham gia thị trường điện

Chương X. TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 109. Tổ chức thực hiện

Điều 110. Hiệu lực thi hành

Phụ lục 1. LỊCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Phụ lục 2. MẪU BẢNG GIÁ TRẦN BẢN CHÀO CỦA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

Phụ lục 3. MẪU BẢN CHÀO

Phụ lục 4. MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN NGÀY

Phụ lục 5. MẪU BẢNG KÊ THANH TOÁN THÁNG

Phụ lục 6. DỮ LIỆU PHỤC VỤ TÍNH TOÁN THANH TOÁN