BỘ CÔNG THƯƠNG	CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
	Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
Số: 29 /2026/TT-BCT	

Hà Nội, ngày 02 tháng 6 năm 2026

THÔNG TƯ

Quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Căn cứ Luật Điện lực số 61/2024/QH15 được sửa đổi, bổ sung bởi Luật Năng lượng nguyên tử số 94/2025/QH15;

Căn cứ Nghị định số 40/2025/NĐ-CP ngày 26 tháng 02 năm 2025 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điện lực;

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là thị trường điện) bao gồm các nội dung chính sau: đăng ký tham gia thị trường điện; lập kế hoạch vận hành thị trường điện; cơ chế chào giá; cơ chế lập lịch huy động; đo đếm điện năng trong thị trường điện; xác định giá thị trường và tính toán thanh toán; công bố thông tin; giám sát vận hành thị trường điện; trách nhiệm của các đơn vị tham gia thị trường điện.

2. Quy mô khách hàng sử dụng điện lớn tham gia các trường hợp mua bán điện trực tiếp.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng đối với các đơn vị sau đây:

1. Đơn vị bán buôn điện.

2. Đơn vị phát điện.

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

4. Đơn vị truyền tải điện.

5. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

6. Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.

7. Đơn vị cung cấp nhiên liệu.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

1. *AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện, nhà máy điện, cụm nhà máy điện hoặc hệ thống pin lưu trữ năng lượng nhằm bảo đảm vận hành an toàn, ổn định hệ thống điện.

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

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

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

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

6. *Can thiệp thị trường điện* là hành động thay đổi chế độ vận hành bình thường của thị trường điện mà Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải áp dụng để xử lý các tình huống quy định tại khoản 1 Điều 71 Thông tư này.

7. *Chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn* là phần mềm tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn để tính toán lịch lên xuống và biểu đồ huy động của các tổ máy được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng trong lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới và tính toán lập biểu đồ ngày tới của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện.

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 01 tháng, tính từ ngày 01 hằng tháng.

9. *Công suất công bố* là mức công suất sẵn sàng lớn nhất của tổ máy phát điện được đơn vị chào giá, nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường công bố.

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

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 theo kết quả lập lịch có ràng buộc.

13. *Công suất phát ổn định thấp nhất* là công suất phát tối thiểu (Pmin) của một tổ máy của nhà máy điện được xác định là giá trị thấp hơn giữa Pmin được bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận, thống nhất trong hợp đồng mua bán điện và Pmin thực tế của tổ máy.

14. *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.

15. *Cổng thông tin điện tử thị trường điện* là cổng thông tin điện tử có chức năng công bố thông tin vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

16. *Cơ chế mua bán điện trực tiếp* là quy định về mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện lớn theo quy định tại Nghị định số 57/2025/NĐ-CP của Chính phủ quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn và các sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế sau này.

17. *Chu kỳ tính toán trong ngày vận hành D* là 8 giờ/lần.

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

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

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

21. *Đơn vị cung cấp nhiên liệu* là đơn vị cung cấp, kinh doanh nhiên liệu cho sản xuất điện, bao gồm Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam, Tổng Công ty Đông Bắc, Tổng Công ty Khí Việt Nam và các đơn vị cung cấp, kinh doanh nhiên liệu khác.

22. *Đơn vị bán buôn điện* là đơn vị có chức năng mua buôn điện trên thị trường điện giao ngay và từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam để bán buôn, bán lẻ điện cho các tổ chức, cá nhân khác, hiện nay, bao gồm 05 Tổng công ty Điện lực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (Tổng công ty Điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, Thành phố Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh).

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

24. *Đơn vị phát điện* là đơn vị điện lực sở hữu và quản lý vận hành một hoặc nhiều nhà máy điện đấu nối vào hệ thống điện quốc gia.

25. *Đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện sở hữu và quản lý vận hành nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện và không áp dụng cơ chế thanh toán trên thị trường điện được quy định tại Chương VIII Thông tư này.

26. *Đơn vị phát điện ký hợp đồng trực tiếp* là đơn vị phát điện sở hữu và quản lý vận hành một hoặc nhiều nhà máy điện tham gia thị trường điện và ký Hợp đồng mua bán điện giữa các nhà máy điện này với Đơn vị bán buôn điện.

27. *Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch* là đơn vị phát điện sở hữu và quản lý vận hành nhà máy điện được chào giá, lập lịch huy động theo bản chào giá và tính toán thanh toán theo quy định tại Chương VIII Thông tư này.

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

29. *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.

30. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là đơn vị thực hiện chức năng của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia và Đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện theo quy định tại Luật Điện lực (hiện nay là Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia).

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

32. *FTP (File Transfer Protocol)* là giao thức và công cụ truyền tập tin được sử dụng trong truyền, nhận các thông tin, tập tin giữa các đơn vị tham gia thị trường.

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

34. *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.

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

36. *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.

37. *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.

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

39. *Giá trị cắt giảm phụ tải* là thông số sử dụng trong mô hình tính toán, đặc trưng cho giá trị hàm phạt khi mô hình tính toán đưa ra kết quả có cắt giảm phụ tải do thiếu nguồn.

40. *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.

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

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

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

44. *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.

45. *Hệ thống công nghệ thông tin thị trường điện* là hệ thống trang thiết bị bao gồm hệ thống thông tin thị trường điện, hệ thống SCADA/EMS, hệ thống đo đếm điện năng và chữ ký số đáp ứng yêu cầu vận hành của thị trường điện và các hệ thống khác theo quy định tại Thông tư này.

46. *Hệ thống pin lưu trữ năng lượng* (BESS, viết theo tiếng Anh là Battery Energy Storage System) là hệ thống bao gồm pin, bộ sạc, bộ điều khiển và các thiết bị khác đấu nối vào lưới điện để lưu trữ điện năng trong pin trong quá trình sạc và xả điện năng lưu trữ khi cần thiết

47. *Hồ sơ xác nhận sự kiện tháng* là hồ sơ được lập theo quy định tại Điều 6 của Phụ lục IV ban hành kèm theo Thông tư này về Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện.

48. *Hợp đồng mua bán điện* là thỏa thuận bằng văn bản giữa bên mua điện và bên bán điện áp dụng cho việc mua bán điện.

49. *Hồ chứa nguy cơ xả* là hồ chứa thủy điện trong các trường hợp sau:

a) Hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết dưới 02 ngày;

b) Hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên chưa xả nhưng nếu không được huy động phát điện theo khả dụng sẽ đạt mực nước dâng bình

thường hoặc mực nước cao nhất cho phép theo quy trình liên hồ chứa trong thời gian dưới 02 ngày tiếp theo;

c) Hồ chứa thủy điện có thông báo xả điều tiết bằng văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

d) Hồ chứa thủy điện nằm trong vùng ảnh hưởng trực tiếp của bão, áp thấp nhiệt đới, các hình thái thời tiết nguy hiểm khác theo bản tin chính thức của Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn Quốc gia hoặc Đài Khí tượng Thủy văn khu vực.

50. *Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện* là người trực tiếp lập kế hoạch, lập lịch huy động nguồn điện, dịch vụ phụ trợ và tính toán thanh toán trong thị trường điện.

51. *Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp* là khách hàng sử dụng điện lớn thuộc đối tượng tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp theo quy định tại Nghị định số 57/2025/NĐ-CP của Chính phủ quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn và các sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế sau này, có sản lượng tiêu thụ điện bình quân tháng như sau:

a) Từ 20.000 kWh/tháng trở lên đối với cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện kết nối riêng;

b) Từ 200.000 kWh/tháng trở lên đối với cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia.

52. *Khung thời gian vận hành trong ngày* bao gồm từ 0h00 đến 08h00, 08h00 đến 16h00 và 16h00 đến 24h00.

53. *Khối phụ tải* là thông số sử dụng trong mô hình tính toán giá trị nước, được xác định từ một cặp giá trị: khoảng thời gian (giờ) và phụ tải (MWh). Trong tính toán giá trị nước, phụ tải một tuần bao gồm tối thiểu 05 (năm) khối phụ tải.

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

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

56. *Lịch huy động chu kỳ giao dịch tới* là lịch huy động dự kiến của các tổ máy để phát điện và cung cấp dịch vụ phụ trợ cho chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo sau đó do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố.

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

58. *Lịch huy động trong ngày* 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 với các khung thời gian vận hành trong ngày do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố.

59. *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.

60. *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.

61. *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.

62. *Mực nước giới hạn* là mực nước thượng lưu thấp nhất của hồ chứa thủy điện cuối mỗi tháng trong năm hoặc cuối mỗi tuần trong tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố theo quy định về thực hiện đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện trung hạn và ngắn hạn tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành, đồng thời bảo đảm mực nước giới hạn không cao hơn mực nước quy định trong mùa lũ theo quy trình vận hành hồ chứa, quy trình vận hành liên hồ chứa.

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

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

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

66. *Ngày điển hình* là ngày được chọn có chế độ tiêu thụ điện điển hình của phụ tải điện theo quy định tại Quy định về thực hiện quản lý nhu cầu điện được Bộ Công Thương ban hành. Ngày điển hình bao gồm ngày điển hình của ngày làm việc, ngày cuối tuần (thứ Bảy, Chủ nhật), ngày lễ (nếu có) cho năm, tháng và tuần.

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

68. *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 chủ đầu tư và cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

69. *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 giá dịch vụ phát điện quy định tại Quy định về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện được Bộ Công Thương ban hành và nằm trong khung giá phát điện quy định tại Quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện được Bộ Công Thương ban hành. Nhà máy điện mới tốt nhất được lựa chọn hằng năm để sử dụng trong tính toán giá công suất thị trường.

70. *Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí* là dự án nhiệt điện khí sử dụng khí thiên nhiên khai thác trong nước được đầu tư, xây dựng và đi vào vận hành theo quy định tại Luật Điện lực, Nghị định số 56/2025/NĐ-CP của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực được sửa đổi, bổ sung bởi Nghị định số 100/2025/NĐ-CP và các sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế sau này.

71. *Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu* là nhà máy thủy điện trong danh mục do Thủ tướng Chính phủ quyết định theo quy định tại điểm b khoản 2 Điều 5 Luật Điện lực.

72. *Nhà máy điện được phân bổ hợp đồng* là nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại khoản 2 Điều 40 Thông tư này.

73. *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 từ 02 ngày trở lên.

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

75. *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, trong ngày và chu kỳ giao dịch tới cho các tổ máy phát điện trong thị trường điện.

76. *Phụ tải điện phục vụ tính toán thanh toán* là tổng sản lượng điện năng của toàn hệ thống điện tính quy đổi về đầu cực các tổ máy phát điện và sản lượng điện năng nhập khẩu trong một chu kỳ giao dịch.

77. *Sản lượng điện hợp đồng* là sản lượng điện năng được các bên đàm phán, thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện hoặc được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố theo quy định tại Thông tư này.

78. *Sản lượng điện năng bao tiêu* (sau đây viết tắt là bao tiêu), bao gồm:

a) Sản lượng điện năng cam kết mua tối thiểu trong các Hợp đồng mua bán điện thuộc bộ hợp đồng dự án nhà máy điện đầu tư theo phương thức đối tác công tư áp dụng loại hợp đồng xây dựng - kinh doanh - chuyển giao (BOT) hoặc các thỏa thuận bổ sung của đơn vị mua điện với đơn vị phát điện BOT, sản lượng điện cam kết huy động trong các hợp đồng nhập khẩu điện (nếu có);

b) Sản lượng điện năng được vận hành, huy động tương ứng với mức tối đa theo khả năng cấp khí, đáp ứng yêu cầu ràng buộc về nhiên liệu, công suất và sản lượng phát điện khả dụng của Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí, nhu cầu và ràng buộc kỹ thuật của hệ thống điện quốc gia.

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

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

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

82. *Suất tiêu hao nhiên liệu* là lượng nhiệt năng tiêu hao của tổ máy hoặc nhà máy điện để sản xuất ra một đơn vị điện năng.

83. *Tài khoản người dùng* là tên truy cập của người dùng, của đơn vị thành viên sử dụng để truy cập vào Cổng thông tin điện tử thị trường điện.

84. *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, trừ các trường hợp được quy định tại Điều 49 Thông tư này. Trong thị trường điện, thời điểm chấm dứt chào giá cho ngày D là 11h30 của ngày D-1, cho khung thời gian vận hành trong ngày là trước 8 giờ của thời điểm bắt đầu, cho vận hành chu kỳ tới là trước 30 phút của thời điểm bắt đầu.

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

86. *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 theo quy định tại Điều 2 Thông tư này, trừ trường hợp quy định tại khoản 7 Điều 2 Thông tư này.

87. *Thị trường điện giao ngay* là thị trường mua, bán điện trong các chu kỳ giao dịch do đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện thực hiện theo quy định tại các cấp độ thị trường điện cạnh tranh.

88. *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.

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

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

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

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

93. *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.

94. *Trang thông tin điện tử thị trường điện* là trang thông tin điện tử có chức năng công bố thông tin thị trường điện.

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

96. *Quá giới hạn nhiên liệu khí* là trường hợp khi tổng công suất của dải giá chào đầu tiên và có giá chào bằng nhau trong bản chào của các tổ máy tuabin khí chào giá trong lập lịch ngày tới hoặc chu kỳ tới cộng với công suất ổn định thấp nhất của các tổ máy nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện được lập lịch huy động lớn hơn giới hạn tổng công suất của các nhà máy này được tính toán quy đổi từ giới hạn khí. Quá giới hạn nhiên liệu khí là trường hợp được áp dụng trong công tác lập lịch huy động, không sử dụng để điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng của các nhà máy điện.

97. *Vị trí đo đếm* là vị trí đặt hệ thống đo đếm điện năng để xác định sản lượng điện năng giao nhận phục vụ thanh toán thị trường điện tuân thủ theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

98. *Xác suất ngừng máy sự cố* là xác suất bất khả dụng do nguyên nhân sự cố của một tổ máy, được tính bằng tỉ lệ phần trăm (%) giữa số chu kỳ ngừng máy sự cố trên tổng của số chu kỳ khả dụng và số chu kỳ ngừng máy sự cố.

Chương II
ĐĂNG KÝ THAM GIA THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

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

1. Trừ các nhà máy điện được quy định tại khoản 2, khoản 3 Điều này, Đơn vị phát điện sở hữu và quản lý vận hành nhà máy điện sau đây có nghĩa vụ hoàn

thành thủ tục đăng ký trực tiếp tham gia thị trường điện, bao gồm:

a) Nhà máy điện có công suất đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào hệ thống điện quốc gia (bao gồm các nhà máy điện BOT hết hạn hợp đồng và được chuyển giao cho Việt Nam, nhà máy thủy điện phối hợp vận hành với nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại điểm b khoản 4 Điều 51 Luật Điện lực);

b) Nhà máy thủy điện có công suất đặt từ 10 MW trở lên hết hạn hợp đồng mua bán điện theo chi phí tránh được, bao gồm nhà máy thủy điện bậc thang;

c) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo khác có công suất đặt từ 10 MW trở lên hết hạn hợp đồng mua bán điện theo các cơ chế giá khuyến khích, ưu đãi của Nhà nước;

d) Nhà máy điện năng lượng tái tạo tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia theo quy định.

2. Các nhà máy điện không quy định tại khoản 1 Điều này được quyền lựa chọn tham gia thị trường điện. Trường hợp lựa chọn trực tiếp tham gia thị trường điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm:

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

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

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

3. Đơn vị phát điện sở hữu và quản lý vận hành nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện bao gồm:

a) Nhà máy điện BOT còn hiệu lực hợp đồng mua bán điện;

b) Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí;

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

d) Các nguồn điện nhập khẩu;

đ) Nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo khác (trừ trường hợp quy định tại khoản 1, khoản 2 Điều này) và nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện liên kết riêng theo quy định;

e) Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần hoặc không bán sản lượng điện lên hệ thống điện quốc gia (trừ trường hợp quy định tại khoản 2 Điều này);

g) Nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ phải phát hoặc khởi động nhanh theo danh sách công bố hằng năm;

h) Các nhà máy điện năng lượng tái tạo vận hành theo cơ chế chi phí tránh được còn hiệu lực hợp đồng mua bán điện;

i) Nhà máy thủy điện tích năng;

k) Hệ thống pin lưu trữ năng lượng độc lập phục vụ nhu cầu hệ thống điện quốc gia.

4. Trước ngày 01 tháng 11 năm N, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập danh sách các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch và các đơn vị mua điện trong thị trường điện trong năm N+1 để công bố cho các thành viên tham gia thị trường điện, đồng thời báo cáo Cục Điện lực để theo dõi, giám sát.

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

Điều 5. Trách nhiệm tham gia thị trường điện đối với Đơn vị bán buôn điện

1. Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm đăng ký tham gia thị trường điện trong trường hợp mua điện tại các vị trí đo đếm thuộc phạm vi thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 77 Thông tư này.

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

Điều 6. Thời điểm tham gia thị trường điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu, quản lý vận hành nhà máy điện có trách nhiệm tham gia thị trường điện, cụ thể:

a) Từ ngày đầu tiên của tháng M nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận trước ngày 25 tháng M-1;

b) Từ ngày đầu tiên của tháng M+1 nếu ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được công nhận từ ngày 25 đến ngày cuối cùng của tháng M-1.

2. Đơn vị phát điện sở hữu, quản lý vận hành nhà máy điện khi hết hạn hợp đồng mua bán điện theo các cơ chế khuyến khích, ưu đãi của nhà nước (bao gồm cả các nhà máy điện BOT chuyển giao về Việt Nam) có trách nhiệm tham gia thị trường điện, cụ thể:

a) Từ ngày đầu tiên của tháng M nếu ngày ký kết hợp đồng mua bán điện theo Quy định về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện được Bộ Công Thương ban hành trước ngày 25 tháng M-1;

b) Từ ngày đầu tiên của tháng M+1 nếu ngày ký kết hợp đồng mua bán điện theo Quy định về phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện từ ngày 25 đến ngày cuối cùng của tháng M-1, trừ trường hợp Đơn vị phát điện tự nguyện đăng ký tham gia thị trường điện từ ngày đầu tiên của tháng M khi đã đáp ứng đầy đủ các điều kiện theo quy định.

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

Điều 7. Đăng ký tham gia thị trường điện đối với Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và Đơn vị bán buôn điện

1. Đối với Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

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

- Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện còn hiệu lực;

- Hoàn thành nghiệm thu đưa vào vận hành các hệ thống theo quy định tại khoản 5 Điều 4 Thông tư này;

- Hoàn thành ký kết hợp đồng mua bán điện và công nhận ngày vận hành thương mại của nhà máy điện được các bên thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện;

- Thỏa thuận thống nhất về đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang (trong trường hợp Đơn vị phát điện là đại diện cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang).

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

2. Đối với Đơn vị bán buôn điện

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

- Giấy phép hoạt động điện lực còn hiệu lực;

- Đáp ứng các quy định về đo đếm điện năng tại các điểm đo đếm ranh giới giao nhận của đơn vị theo quy định;

- Hoàn thành nghiệm thu đưa vào vận hành hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm ranh giới trong phạm vi quản lý của đơn vị, hệ thống mạng kết nối thông tin nội bộ thị trường điện và chữ ký số.

b) Trước 07 ngày làm việc kể từ ngày chậm nhất phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 6 Thông tư này, Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm

gửi 01 bộ hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện qua trang thông tin điện tử thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị về thành phần hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của Đơn vị bán buôn điện.

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

1. Trong thời hạn 02 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính đầy đủ của hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện và yêu cầu đơn vị đăng ký bổ sung, hoàn thiện hồ sơ nếu hồ sơ chưa đáp ứng theo quy định tại Điều 7 Thông tư này.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điện lực các trường hợp đăng ký tham gia thị trường điện, bắt đầu tham gia thị trường điện hoặc không thực hiện đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định.

8. Định kỳ hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật, tổng hợp và báo cáo Cục Điện lực khi có đơn vị đăng ký tham gia thị trường điện hoặc khi có thay đổi liên quan đến việc tham gia của thành viên tham gia thị trường điện, bao gồm: Tình hình đăng ký tham gia và kết quả đánh giá hồ sơ đăng ký tham gia của các đơn vị thành viên mới, hoặc không thực hiện đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định, các thay đổi về thông tin đăng ký hoặc ngừng tham gia thị trường điện của các thành viên tham gia thị trường điện.

Điều 10. Chấm dứt tham gia thị trường điện

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

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

- Theo đề nghị của đơn vị phát điện sở hữu, quản lý vận hành nhà máy điện trong trường hợp nhà máy điện ngừng vận hành hoàn toàn hoặc nhà máy điện không duy trì và không có khả năng khôi phục lại công suất đặt theo thông tin đăng ký tham gia thị trường điện trong thời hạn 01 năm;

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

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

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

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

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

Điều 11. Huy động nhà máy điện chưa trực tiếp tham gia thị trường điện, các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện

1. Đối với các nhà máy chưa được cấp giấy phép hoạt động điện lực hoặc giấy phép hoạt động điện lực hết thời hạn hoặc giấy phép hoạt động điện lực bị thu hồi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không huy động nhà máy điện này phát điện lên hệ thống điện quốc gia, trừ trường hợp xảy ra các tình huống cấp bách đe dọa nghiêm trọng đến khả năng bảo đảm cung cấp điện và được Bộ trưởng Bộ Công Thương chấp thuận theo quy định.

2. Đối với nhà máy điện hoặc tổ máy của nhà máy điện đã được cấp giấy phép hoạt động điện lực:

a) Trong các trường hợp: phải tham gia thị trường điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này nhưng đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện này không hoàn thành đăng ký tham gia thị trường điện; các nhà máy điện không có Hợp đồng mua bán điện (trừ các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu); các nhà máy điện có Hợp đồng mua bán điện nhưng chưa có giá điện chính thức hoặc giá điện hết hiệu lực; các tổ máy điện chưa có thỏa thuận ngày vận hành thương mại hoặc chưa vào vận hành chính thức, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không huy động nhà máy điện này phát điện lên hệ thống điện quốc gia, trừ các trường hợp sau:

- Xảy ra tình trạng hệ thống điện mất cân bằng cung cầu hoặc để bảo đảm cung cấp điện;

- Bảo đảm yêu cầu về nhu cầu cấp nước hạ du theo quy định của quy trình vận hành liên hồ chứa, quy trình vận hành đơn hồ hoặc theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền (đối với các nhà máy thủy điện);

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

b) Đối với các nhà máy điện đã có thỏa thuận ngày vận hành thương mại, đã nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện hoặc chờ đến thời điểm tham gia thị trường điện: huy động như nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện;

c) Đối với các tổ máy của nhà máy điện đã có thỏa thuận ngày vận hành thương mại hoặc đã vào vận hành chính thức; các tổ máy còn lại chưa đóng điện lần đầu hoặc vẫn trong quá trình thử nghiệm để đưa vào vận hành thương mại, vận hành chính thức: huy động như nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện.

3. Trường hợp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện huy động theo quy định tại khoản 1, khoản 2 Điều này, đơn vị phát điện sở hữu, quản lý vận hành nhà máy điện, tổ máy điện của nhà máy điện được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện hoặc thỏa thuận thống nhất giữa hai bên.

Chương III
NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 12. Nguyên tắc vận hành thị trường điện

1. Bảo đảm công khai, minh bạch, bình đẳng, cạnh tranh lành mạnh, không phân biệt đối xử giữa các đơn vị tham gia thị trường điện; bảo đảm quyền và lợi ích hợp pháp của các đơn vị tham gia thị trường điện.

2. Tôn trọng, bảo đảm quyền tự do lựa chọn đối tác và hình thức giao dịch của các đối tượng mua bán điện trên thị trường điện.

3. Nhà nước điều tiết hoạt động của thị trường điện cạnh tranh nhằm bảo đảm phát triển hệ thống điện bền vững, đáp ứng yêu cầu cung cấp điện an toàn, ổn định, tin cậy và hiệu quả.

Điều 13. Ngày giao dịch, chu kỳ giao dịch, chu kỳ điều độ, nguyên tắc vận hành

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

2. Chu kỳ giao dịch là 30 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi 30 phút trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Bộ Công Thương xem xét giảm chu kỳ giao dịch nhỏ hơn 30 phút.

3. Chu kỳ điều độ là 30 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi 30 phút trong ngày giao dịch. Khi các điều kiện về cơ sở hạ tầng được đáp ứng, Bộ Công Thương xem xét giảm chu kỳ điều độ nhỏ hơn 30 phút đồng bộ với việc giảm chu kỳ giao dịch tại khoản 2 Điều này.

4. Trong quá trình tham gia thị trường điện, các đơn vị có trách nhiệm thực hiện theo đúng các quy định, tuân thủ lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm vận hành thị trường điện ổn định, cạnh tranh hiệu quả, vận hành hệ thống điện ổn định, an toàn và tin cậy.

5. Các đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị cung cấp nhiên liệu bảo đảm đủ nhiên liệu sơ cấp đáp ứng nhu cầu vận hành, huy động trong hệ thống điện quốc gia; thực hiện chào giá bảo đảm các ràng buộc nhiên liệu và vận hành an toàn hệ thống cung cấp nhiên liệu.

Điều 14. Nút giao dịch mua bán điện

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

a) Đối với đơn vị phát điện, nút giao dịch được tính tại điểm giao nhận điện

của nhà máy điện thuộc sở hữu của đơn vị với hệ thống điện quốc gia;

b) Đối với Đơn vị bán buôn điện, nút giao dịch được tính tại:

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

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

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

2. Đơn vị phát điện, đơn vị mua điện phải đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện nút giao dịch của đơn vị trong quá trình đăng ký tham gia thị trường điện. Trường hợp có thay đổi về các nút giao dịch hiện có, bổ sung các nút giao dịch mới, đơn vị phát điện, đơn vị mua điện có trách nhiệm thông báo thông tin này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với đơn vị liên quan trong việc lập, quản lý và công bố danh mục các nút giao dịch tương ứng với từng thành viên tham gia thị trường điện.

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

Điều 15. Giới hạn giá chào

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

2. Đối với tổ máy nhiệt điện

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

- Suất hao nhiệt của tổ máy phát điện;

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

- Giá nhiên liệu;

- Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

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

3. Đối với tổ máy thủy điện

a) Giá trần bản chào của tổ máy thủy điện được quy định tại Điều 44 Thông tư này;

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

Điều 16. Giá thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

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

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

b) Không vượt quá giá trần thị trường điện.

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

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

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

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

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

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

Điều 17. Xác định sản lượng điện hợp đồng

1. Quy định chung

a) Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm thỏa thuận, thống nhất và quy định trong hợp đồng mua bán điện về sản lượng điện hợp đồng hoặc tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng trong khung quy định tại điểm b khoản này để xác định sản lượng điện hợp đồng năm hoặc từng năm trong chu kỳ nhiều năm. Căn cứ sản lượng điện hợp đồng năm đã thống nhất trong hợp đồng mua bán điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện tính toán và thống nhất về việc phân bổ sản lượng điện hợp đồng vào từng tháng trong năm.

Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất thông tin sản lượng điện hợp đồng năm, tháng, thực hiện thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất thông qua văn bản để Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện phân bổ sản lượng điện hợp đồng vào từng chu kỳ giao dịch. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện chỉ thống nhất được tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng thì thực hiện thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thực hiện tính toán, phân bổ sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại Thông tư này.

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

c) Đối với sản lượng điện hợp đồng dài hạn:

- Hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các kịch bản sản lượng điện hợp đồng dài hạn cho giai đoạn 5 năm tiếp

theo trên cơ sở: cập nhật dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia và từng miền; công suất khả dụng và sản lượng điện huy động dự kiến của các nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia; các ràng buộc về bao tiêu (nếu có); quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt; giá điện dự kiến của các nhà máy do Đơn vị mua điện cung cấp; các số liệu đầu vào phù hợp khác;

- Căn cứ các kịch bản sản lượng điện hợp đồng dài hạn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm đàm phán, thống nhất sản lượng điện hợp đồng dài hạn trong hợp đồng mua bán điện;

- Việc lựa chọn phương án sản lượng điện hợp đồng dài hạn phải, bảo đảm tính minh bạch, hợp lý, phù hợp với kế hoạch phát triển hệ thống điện và mục tiêu vận hành an toàn, ổn định, tin cậy và tối ưu kinh tế - kỹ thuật của hệ thống điện quốc gia;

- Sản lượng điện hợp đồng dài hạn sau khi được thống nhất phải được phân bổ thành sản lượng điện hợp đồng năm và tháng, gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thực hiện phân bổ vào các chu kỳ giao dịch theo quy định tại Thông tư này.

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

a) Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thỏa thuận thống nhất về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng, hai bên có trách nhiệm gửi thông tin cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng vào từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại khoản 3 Điều 38 Thông tư này;

b) Trường hợp Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam thỏa thuận thống nhất được tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng và chưa thỏa thuận thống nhất được sản lượng điện hợp đồng năm; hoặc không thỏa thuận thống nhất được về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng và theo quy định tại khoản 5 Điều này:

- Đối với nhà máy nhiệt điện: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm N+1 và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu vào các tháng trong năm N+1 theo quy định tại Điều 29 Thông tư này và thực hiện tính toán sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy nhiệt điện theo quy định tại khoản 1 Điều 38 Thông tư này, đồng thời phân bổ vào từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại khoản 3 Điều 38 Thông tư này;

- Đối với nhà máy thủy điện: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng điện hợp đồng tháng theo quy định tại khoản 2 Điều 38 Thông tư này và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại khoản 3 Điều 38 Thông tư này.

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

được phân bổ cho Đơn vị bán buôn điện và nhà máy điện đã ký hợp đồng với Đơn vị bán buôn điện

a) Trường hợp các đơn vị thỏa thuận thống nhất về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng, gửi thông tin cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng vào từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại Điều 40 Thông tư này;

b) Trường hợp các đơn vị thỏa thuận thống nhất được tỷ lệ điện năng thanh toán theo giá hợp đồng và chưa thỏa thuận thống nhất được sản lượng điện hợp đồng năm; hoặc không thỏa thuận, thống nhất được về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng và theo quy định tại khoản 5 Điều này: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng, sản lượng điện hợp đồng tháng theo quy định tại Điều 29, Điều 30 và Điều 38 Thông tư này, đồng thời phân bổ vào từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại Điều 40 Thông tư này.

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

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

b) Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện không thống nhất được sản lượng điện hợp đồng của các tháng còn lại trong năm: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện tính toán theo quy định tại khoản 1 hoặc khoản 2 Điều 38 Thông tư này;

c) Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch: Trừ trường hợp có thỏa thuận khác giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định trong lập kế hoạch vận hành tháng tới căn cứ trên việc phân bổ sản lượng điện hợp đồng tháng vào các chu kỳ giao dịch trong tháng theo quy định tại khoản 3 Điều 38 và Điều 40 Thông tư này.

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

a) Đơn vị phát điện, Đơn vị mua điện có trách nhiệm đề xuất tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và sản lượng điện hợp đồng báo cáo Cục Điện lực và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 20 tháng 11 hằng năm;

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

c) Trường hợp các bên vẫn không thống nhất tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng hoặc sản lượng điện hợp đồng năm, tháng: Trước ngày 10 tháng 12 năm N, căn cứ kết quả tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tại điểm b khoản này, Cục Điện lực có trách nhiệm đánh giá, thẩm định và trình Bộ Công Thương phê duyệt tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng năm N+1 để các bên thực hiện trong giai đoạn chưa thống nhất, cụ thể:

- Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do Bộ Công Thương phê duyệt theo nguyên tắc quy định tại điểm b khoản 1 Điều này phù hợp với từng giai đoạn phát triển của thị trường điện và bảo đảm hài hòa lợi ích giữa bên mua điện và bên bán điện;

- Căn cứ tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do Bộ Công Thương công bố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và tối thiểu tháng theo quy định tại Điều 29 Thông tư này và sản lượng điện hợp đồng tháng theo quy định tại khoản 1, khoản 2 Điều 38 Thông tư này và thông báo cho Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện để thực hiện theo các quy định tại Thông tư này.

d) Trong giai đoạn áp dụng tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng được Bộ Công Thương phê duyệt, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm tiếp tục thỏa thuận về sản lượng điện hợp đồng các tháng còn lại trong năm. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện đạt được thỏa thuận về sản lượng điện hợp đồng các tháng còn lại trong năm thì cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để tính toán và công bố. Tại thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố sản lượng điện hợp đồng mà Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện vẫn không đạt được thỏa thuận về sản lượng điện hợp đồng thì các đơn vị thực hiện theo sản lượng điện hợp đồng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đã tính toán và công bố.

6. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng:

a) Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng:

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thỏa thuận thống nhất về sản lượng điện hợp đồng tháng, hoặc các nội dung về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng (các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh) trước tháng vận hành: việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng được thực hiện theo thỏa thuận giữa hai bên. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện;

- Trường hợp sản lượng điện hợp đồng tháng của các nhà máy nhiệt điện do

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán theo quy định tại khoản 1 Điều 38 Thông tư này và không có thỏa thuận khác giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng: việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng được thực hiện theo các nguyên tắc quy định tại Điều 37 Thông tư này.

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

- Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thỏa thuận thống nhất về nguyên tắc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch (các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh) trước thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch: việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch được thực hiện theo thỏa thuận giữa hai bên. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện;

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

Điều 18. Vận hành, huy động nguồn điện

1. Vận hành, huy động nguồn điện trong hệ thống điện tuân thủ các yêu cầu sau:

a) Bảo đảm hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định, tin cậy, liên tục và đáp ứng nhu cầu phụ tải điện;

b) Bảo đảm các ràng buộc kỹ thuật trên hệ thống điện, hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp, bao gồm:

- Yêu cầu kỹ thuật của hệ thống điện và tiêu chuẩn vận hành của các thiết bị điện, bảo đảm chế độ điện áp, tần số, ổn định lưới điện theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành;

- Ràng buộc kỹ thuật của hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp được đơn vị cung cấp nhiên liệu cung cấp và công bố;

- Yêu cầu cấp nước hạ du hoặc ràng buộc mực nước quy định trong quy trình liên hồ chứa, quy trình vận hành hồ chứa hoặc yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

c) Ưu tiên các chương trình thử nghiệm để đưa tổ máy, nhà máy điện vào vận hành chính thức;

d) Ưu tiên các nhà máy thủy điện trong vùng ảnh hưởng trực tiếp của bão, áp thấp nhiệt đới, các hình thái thời tiết nguy hiểm khác để bảo đảm an toàn công trình và vùng hạ du;

đ) Bảo đảm các ràng buộc về bao tiêu, các ràng buộc tiêu thụ nhiên liệu sơ cấp cho phát điện được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt (nếu có);

e) Tối ưu kinh tế - kỹ thuật của hệ thống điện.

2. Các trường hợp xảy ra quá tải, thừa nguồn trong hệ thống điện:

a) Trong công tác lập kế hoạch vận hành: khi tổng lượng công suất phát ổn định thấp nhất của các tổ máy nhiệt điện nối lưới hoặc công suất cần duy trì để bảo đảm các ràng buộc kỹ thuật của các nguồn điện nối lưới, công suất dự báo các nguồn năng lượng tái tạo, công suất các nhà máy thủy điện đang xả hoặc nguy cơ xả hoặc đáp ứng nhu cầu cấp nước hạ du tại một khu vực, miền, khu vực hoặc cả hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải khu vực, miền cộng với giới hạn truyền tải liên kết khu vực, miền hoặc phụ tải hệ thống dự báo;

b) Trong công tác lập lịch: khi tổng lượng công suất phát của các đơn vị phát điện gián tiếp giao dịch, công suất dự báo các nguồn năng lượng tái tạo và tổng công suất phát các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện (bao gồm phần công suất chào giá sàn của các nhà máy thủy điện, công suất phát ổn định thấp nhất của các tổ máy nhiệt điện nối lưới hoặc công suất cần duy trì để bảo đảm các ràng buộc kỹ thuật của các nguồn điện nối lưới) tại một miền, khu vực hoặc cả hệ thống điện trong chu kỳ giao dịch lớn hơn phụ tải khu vực, miền cộng với giới hạn truyền tải liên kết miền hoặc phụ tải hệ thống dự báo.

3. Trường hợp xảy ra quá tải, thừa nguồn trong hệ thống điện quy định tại khoản 2 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với các cấp điều độ tuân thủ các quy định tại khoản 1 Điều này, đồng thời thực hiện điều chỉnh công suất huy động theo thứ tự sau:

a) Vận hành các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng để nhận điện từ các nguồn điện khi thừa nguồn hoặc quá tải để tích trữ và phát điện khi hệ thống điện có nhu cầu;

b) Giảm công suất phát các tổ máy nhiệt điện có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp, trừ các tổ máy nhiệt điện của các Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí và các nhà máy nhiệt điện có ràng buộc về bao tiêu;

c) Giảm công suất phát, ngừng tổ máy của các nhà máy thủy điện chưa xả (trừ các nhà máy thủy điện nguy cơ xả tại điểm i) theo tỷ lệ dung tích còn lại so với dung tích được phép tích giữ từ thấp đến cao, trừ các tổ máy của các nhà máy thủy điện nhập khẩu có ràng buộc về bao tiêu;

d) Ngừng các tổ máy nhiệt điện khởi động chậm theo thứ tự: các tổ máy tự nguyện ngừng phát điện; các tổ máy không có khả năng hỗ trợ cho hệ thống điện

trong việc chống quá tải, bảo đảm điện áp; theo giá chào tổ máy (chỉ áp dụng cho khung lập lịch ngày tới, trong ngày và chu kỳ tới); theo chi phí biến đổi thứ tự từ cao đến thấp, trường hợp các tổ máy khởi động chậm có cùng chi phí biến đổi thì ngừng tổ máy theo thứ tự chi phí khởi động từ thấp đến cao;

đ) Giảm công suất phát các nhà máy điện sinh khối;

e) Giảm công suất phát, ngừng các tổ máy, các nhà máy điện có điều khoản thỏa thuận giảm, ngừng trước các nhà máy điện khác (điều kiện được quy định trong thỏa thuận đấu nối hoặc Hợp đồng mua bán điện);

g) Giảm công suất phát một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời nối lưới, hệ thống điện mặt trời mái nhà nối lưới trung áp, trừ các nhà máy điện thuộc điểm n khoản này và các nhà máy điện năng lượng tái tạo nhập khẩu có ràng buộc về bao tiêu;

h) Giảm công suất phát các nhà máy điện rác còn khả năng tích trữ nhiên liệu sơ cấp;

i) Giảm công suất phát của các tổ máy nhiệt điện của các Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí, các nhà máy điện có ràng buộc về bao tiêu;

k) Giảm, ngừng phần công suất chào giá sàn của các nhà máy thủy điện trực tiếp tham gia thị trường điện và các nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện có nguy cơ xả theo tỷ lệ dung tích còn lại so với dung tích được phép tích giữ từ thấp đến cao và có xét đến đặc điểm vận hành tổ máy, tính chất đặc thù hồ chứa và ảnh hưởng tới vùng hạ du của hồ chứa;

l) Ngừng tổ máy nhiệt điện của các Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc phải sử dụng tối đa nguồn nhiên liệu khí, các nhà máy điện có ràng buộc về bao tiêu nhiên liệu có chi phí biến đổi theo thứ tự từ cao đến thấp trong đó có xét đến đặc điểm vận hành của từng loại hình nguồn, khả năng hỗ trợ cho hệ thống trong việc chống quá tải và bảo đảm điện áp;

m) Giảm công suất phát của các nhà máy thủy điện trực tiếp tham gia thị trường điện đang xả chào giá sàn và các nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện đang xả;

n) Giảm công suất phát của các nhà máy điện hoặc một phần nhà máy điện đang trong quá trình thử nghiệm để được công nhận ngày vận hành thương mại hoặc vào vận hành chính thức.

4. Đối với các tổ máy phát điện của các nhà máy điện thuộc cùng một nhóm tại điểm đ, điểm g, điểm h, điểm i, điểm l và điểm m khoản 3 Điều này, việc giảm công suất phát được thực hiện theo nguyên tắc phân bổ đều công suất cần giảm theo tỷ lệ công suất định mức, công suất khả dụng, công suất công bố hoặc công suất dự báo (tùy theo loại hình nguồn điện và phương thức điều độ), không phân biệt theo tiêu chí giá.

5. Khi xảy ra quá tải, thừa nguồn trong hệ thống điện và cần phải điều chỉnh công suất huy động trong hệ thống điện theo khoản 3 Điều này:

a) Không thực hiện ngừng, giảm các nhà máy thủy điện phải huy động để bảo đảm an toàn công trình và vùng hạ du do ảnh hưởng trực tiếp của bão, áp thấp nhiệt đới, các hình thái thời tiết nguy hiểm khác theo bản tin chính thức của Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn Quốc gia hoặc Đài Khí tượng Thủy văn khu vực;

b) Thực hiện giảm đồng đều giữa các loại hình nguồn năng lượng tái tạo và các nguồn thủy điện đang xả khi lượng công suất dư thừa lớn, diễn ra nhiều chu kỳ trong ngày và kéo dài một số ngày liên tục.

6. Thông tin Hợp đồng mua bán điện

a) Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin ràng buộc về bao tiêu, đặc tính kỹ thuật, ràng buộc vận hành tại hợp đồng mua bán điện và các thông tin sửa đổi, bổ sung liên quan đã được thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị mua điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác lập kế hoạch, điều độ, vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các thông tin được cung cấp quy định tại điểm a khoản này đúng mục đích cho công tác vận hành, huy động các tổ máy, nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia và bảo đảm các quy định về bảo mật thông tin theo quy định.

Chương IV
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH NĂM TỚI

Điều 19. Kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các nội dung chính 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 mực nước tối ưu của các hồ chứa thủy điện;

d) Tính toán giới hạn giá bản chào của tổ máy nhiệt điện;

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

e) Tính toán sản lượng kế hoạch, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm đối với các nhà máy nhiệt điện chưa thỏa thuận, thống nhất về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng.

Chi tiết các nội dung trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo

quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường điện để tính toán các nội dung quy định tại khoản 1 Điều này. Thông số đầu vào sử dụng trong mô phỏng thị trường điện của các tổ máy nhiệt điện là chi phí biến đổi của tổ máy được xác định tại khoản 3 Điều này, các đặc tính thủy văn, đặc tính kỹ thuật của nhà máy thủy điện, các ràng buộc theo quy định về lập phương thức vận hành hệ thống điện quốc gia theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành, ràng buộc về bao tiêu và các ràng buộc về dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

HR_{bq}^{nlc}: Suất hao nhiệt bình quân của nhiên liệu chính của tổ máy phát điện quy định trong hợp đồng mua bán điện (kg/kWh hoặc BTU/kWh hoặc kcal/kWh);

P_b^{nlc}: Giá nhiên liệu chính bao gồm cả giá vận chuyển, tồn trữ, tái hóa nhiên liệu chính (đồng/kCal; đồng/BTU hoặc đồng/kg).

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Căn cứ để xác định các thành phần giá và chi phí được sử dụng trong tính toán giá biến đổi hoặc chi phí biến đổi năm N như sau:

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N được cơ quan có thẩm quyền công bố

hoặc hướng dẫn xác định;

- Giá nhiên liệu áp dụng cho năm N theo quy định tại hợp đồng mua bán điện, hợp đồng mua bán nhiên liệu. Trường hợp giá nhiên liệu phụ thuộc vào kế hoạch cung cấp nhiên liệu và/hoặc các chỉ số giá nhiên liệu, Đơn vị phát điện, đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị mua điện kế hoạch cung cấp nhiên liệu và/hoặc các chỉ số giá nhiên liệu để xem xét trong quá trình xác định giá nhiên liệu dự kiến năm N;

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

- Trường hợp chi phí biến đổi, suất hao nhiên liệu theo quy định trong hợp đồng mua bán điện được xác định tại nhiều mức tải, áp dụng mức tải 85% của nhà máy điện để tính toán giá biến đổi, chi phí biến đổi dự kiến năm N.

4. Trước ngày 25 tháng 10 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lấy ý kiến Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đơn vị phát điện, Đơn vị bán buôn điện và các đơn vị khác có liên quan về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới.

5. Trước ngày 05 tháng 11 hằng năm, các đơn vị được lấy ý kiến có trách nhiệm gửi ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để hoàn thiện.

6. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, trên cơ sở ý kiến của các đơn vị, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thiện tính toán và trình Cục Điện lực kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới (bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán theo quy định tại Thông tư này) để tổ chức thẩm định.

7. Trước ngày 10 tháng 12 hằng năm, Cục Điện lực có trách nhiệm trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các nội dung sau:

a) Hệ số hiệu chỉnh sản lượng (hệ số a) áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn chưa đàm phán, thỏa thuận thống nhất về sản lượng điện hợp đồng;

b) Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng (tỷ lệ alpha) áp dụng trong giai đoạn các đơn vị chưa đàm phán, thỏa thuận thống nhất về sản lượng hợp đồng và tỷ lệ alpha;

c) Nhà máy điện mới tốt nhất;

d) Giá trần thị trường điện năm tới;

đ) Giá công suất thị trường năm tới.

Điều 20. Phân loại nhà máy thủy điện

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

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

b) Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang;

c) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên;

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

Đối với nhà máy thủy điện sử dụng nước từ hồ chứa thủy lợi để phát điện và có các yêu cầu đặc biệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương xem xét quyết định hình thức tham gia thị trường điện của nhà máy điện trong năm đó.

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

Điều 21. Dự báo nhu cầu phụ tải điện cho lập kế hoạch vận hành năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới theo phương pháp quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện phục vụ lập kế hoạch vận hành năm tới bao gồm:

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

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

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

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

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

bệnh,...);

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

3. Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện năm tới và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

Điều 22. Dịch vụ phụ trợ cho kế hoạch vận hành năm tới

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

a) Điều khiển tần số thứ cấp;

b) Khởi động nhanh;

c) Điều chỉnh điện áp;

d) Khởi động đen;

đ) Dự phòng vận hành phải phát.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

Điều 23. Phân loại nhà 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 sử dụng mô hình mô phỏng thị trường điện để xác định hệ số tải trung bình năm của các nhà máy phát điện.

2. Căn cứ hệ số tải trung bình năm từ kết quả mô phỏng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh thành 03 nhóm sau:

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

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

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

Điều 24. Xác định giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

b) Các thông số về giá nhiên liệu của tổ máy nhiệt điện được xác định theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này;

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

b) Giá biến đổi (bao gồm cả giá vận chuyển nhiên liệu chính) dùng để tính giá trần bản chào là giá biến đổi dự kiến cho năm N do đơn vị mua điện cung cấp

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

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố số liệu đầu vào và kết quả tính toán giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện.

Điều 25. Xác định giá trần thị trường điện áp dụng cho các đơn vị phát điện

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

2. Giá trần thị trường điện cho năm N không cao hơn 115% giá trần bản chào cao nhất trong các tổ máy nhiệt điện trực tiếp chào giá trên thị trường điện, không thấp hơn giá biến đổi bình quân của các tổ máy nhiệt điện trực tiếp chào giá trên thị trường điện (trừ các tổ máy có ràng buộc huy động theo bao tiêu hoặc khả năng cấp nhiên liệu).

3. Việc lựa chọn phương án giá trần thị trường điện áp dụng cho năm N theo các nguyên tắc sau:

a) Bảo đảm tối ưu kinh tế - kỹ thuật của hệ thống điện và thị trường điện, hài hòa lợi ích giữa bên mua điện và bên bán điện trên thị trường điện;

b) Bảo đảm đồng bộ, phù hợp với việc lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất để xác định giá công suất thị trường điện với mục tiêu thu hồi đủ chi phí phát điện, khuyến khích các nhà máy điện tham gia thị trường điện.

Điều 26. Lựa chọn Nhà máy điện mới tốt nhất

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

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

b) Là nhà máy điện chạy nền, được phân loại theo tiêu chí tại khoản 2 Điều 23 Thông tư này;

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

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

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

a) Giá biến đổi cho năm N;

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Điều 27. Nguyên tắc xác định giá công suất thị trường

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

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

Điều 28. 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^i_{BNE} : Sản lượng dự kiến tại vị trí đo đếm của Nhà máy điện mới tốt nhất tại chu kỳ giao dịch i trong năm N xác định từ mô hình mô phỏng thị trường theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (kWh).

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

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

Trong đó:

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

P_{BNE}: Giá phát điện toàn phần trung bình cho 01 kWh của Nhà máy điện mới tốt nhất xác định tại khoản 4 Điều 26 Thông tư này (đồng/kWh);

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

d) Trong trường hợp tính toán chi phí thiếu hụt năm có giá trị âm với phương án giá trần thị trường điện thấp nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện báo cáo Cục Điện lực để lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất tiếp theo trong danh sách các nhà máy điện mới quy định tại Điều 26 Thông tư này và tính toán lại hoặc xem xét lại danh sách các nhà máy tham gia thị trường điện để xác định giá trần thị trường điện bảo đảm phù hợp với quy định tại Thông tư này.

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:

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

Trong đó:

M: Tháng M trong năm N;

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

P^{kdtb}_{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;

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

P^{i-MP}_{BNE} : Công suất huy động dự kiến của Nhà máy điện mới tốt nhất trong

chu kỳ giao dịch i của năm N theo mô hình mô phỏng thị trường điện theo phương pháp lập lịch có ràng buộc được quy đổi về vị trí đo đếm (kW).

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

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

Trong đó:

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong tháng t;

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

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

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

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

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

Điều 29. Xác định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng của nhà máy nhiệt điện

1. Xác định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm

a) Tính toán tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm của nhà máy nhiệt điện theo công thức sau:

$$Qc_{tt} = a \times \alpha \times GO$$

Trong đó:

Qc_{tt}: Tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm N (kWh);

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

a: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm áp dụng riêng cho từng loại hình nhà máy nhiệt điện than, nhà máy nhiệt điện khí được Bộ Công Thương quy định sau khi xem xét, đánh giá đề xuất của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và ý kiến của các đơn vị có liên quan. Hệ số a được lựa chọn theo nguyên tắc bảo đảm phù hợp với việc lựa chọn tỷ lệ alpha, bảo đảm tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu được tính toán phù hợp có xét đến ràng buộc về nhiên liệu sơ cấp, góp phần bảo đảm cung cấp điện và hài hòa lợi ích giữa bên mua điện và bên bán điện;

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

b) Đối với các nhà máy nhiệt điện, nhà máy điện gió ngoài khơi, nhà máy điện năng lượng mới được áp dụng cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn theo Quy định về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực và Quy định về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện năng lượng mới do Chính phủ ban hành và các văn bản pháp luật sửa đổi, bổ sung, thay thế liên quan, thực hiện như sau:

- Xác định tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm N theo quy định tại điểm a khoản này;

- Trường hợp tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm N thấp hơn mức sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn thì tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm N được điều chỉnh bằng mức sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

2. Xác định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng

Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng của nhà máy nhiệt điện được xác định trong quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới, cụ thể như sau:

a) Sử dụng mô hình mô phỏng thị trường được quy định tại khoản 2 Điều 19 Thông tư này theo phương pháp lập lịch có ràng buộc để xác định sản lượng dự kiến từng tháng của nhà máy điện;

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

$$Qc_{tt}^{M} = Qc_{tt} \times \frac{Q_{dk}^{M}}{\sum_{t=1}^{12} Q_{dk}^{M}}$$

Trong đó:

Qc_{tt}^{M}: Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng M của nhà máy điện (kWh);

Qctt: Tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm của nhà máy điện (kWh);

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

Trường hợp sản lượng khả dụng tháng của nhà máy điện không bảo đảm sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng thì sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng đó được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng tháng đó. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân bổ phần sản lượng chênh lệch vào các tháng còn lại trong năm bảo đảm tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm không đổi.

c) Đối với các nhà máy nhiệt điện, nhà máy điện gió ngoài khơi, nhà máy điện năng lượng mới được áp dụng cơ chế sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn theo Quy định về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực và Quy định về phát triển điện năng lượng tái tạo, điện

năng lượng mới do Chính phủ ban hành và các văn bản pháp luật sửa đổi, bổ sung, thay thế liên quan, thực hiện như sau:

- Xác định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng M trong năm N theo quy định tại điểm a và điểm b khoản này;

- Trường hợp tổng sản lượng hợp đồng tối thiểu tháng M trong năm N thấp hơn mức sản lượng hợp đồng tối thiểu dài hạn xác định cho tháng M thì tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu của tháng M trong năm N sẽ được điều chỉnh bằng mức sản lượng điện hợp đồng tối thiểu dài hạn tương ứng đã được xác định trong hợp đồng mua bán điện (nếu có).

3. Đối với nhà máy nhiệt điện mới có thời điểm tham gia thị trường điện vào giữa năm vận hành hiện tại, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng của nhà máy điện này được xác định theo nguyên tắc quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều này khi có đầy đủ thông tin theo hợp đồng mua bán điện.

Điều 30. Trách nhiệm xác định sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng

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

a) Tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng của nhà máy nhiệt điện theo quy định tại Điều 29 Thông tư này;

b) Lấy ý kiến trên Cổng thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng dự kiến của các đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra sau 03 ngày kể từ ngày Kế hoạch thị trường điện năm tới được Bộ Công Thương phê duyệt.

2. Đối với các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng sau 02 ngày kể từ ngày Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lấy ý kiến trên Cổng thông tin thị trường điện.

3. Đối với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện, đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm kiểm tra và phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xử lý các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng sau 02 ngày kể từ ngày Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lấy ý kiến trên Cổng thông tin thị trường điện.

4. Sau thời hạn 01 ngày kể từ ngày nhận được các ý kiến phản hồi của các đơn vị, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hiệu chỉnh kết quả tính toán (nếu có) và công bố chính thức sản lượng hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng riêng cho các đơn vị có liên quan.

Điều 31. Công bố kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Sau khi kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới được phê duyệt theo quy định tại Điều 19 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện các thông tin về các số liệu đầu vào và các kết quả lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho các thành viên tham gia thị trường điện.

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

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

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

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

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

- Mức trần của giá điện năng thị trường;

- Phân loại nhà máy nhiệt điện.

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

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

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

- Tiến độ đưa nhà máy điện mới vào vận hành; các thông số kỹ thuật và các ràng buộc vận hành về lưới điện truyền tải;

- Biểu đồ xuất, nhập khẩu điện dự kiến; Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa năm của nhà máy điện, lưới điện truyền tải và nguồn cấp khí lớn;

- Phụ tải dự báo của các Đơn vị bán buôn điện trong từng chu kỳ giao dịch;

- Các ràng buộc về bao tiêu;

- Lưu lượng khí tối thiểu để tránh dừng giàn khai thác khí, đảm bảo an toàn mỏ khí;

- Các ràng buộc huy động nguồn nhằm bảo đảm cung cấp điện, cấu hình nguồn tối thiểu bảo đảm vận hành an toàn lưới điện truyền tải.

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

a) Tổng sản lượng phát điện dự kiến trong mô phỏng thị trường điện của nhà máy điện cho từng tháng;

b) Giá trị nước của nhà máy thủy điện;

c) Số liệu về giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện được dùng trong tính toán mô phỏng.

Mục 2
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THÁNG TỚI

Điều 32. Dự báo nhu cầu phụ tải điện cho lập kế hoạch vận hành tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới theo phương pháp quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành. Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm:

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

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

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

Điều 33. Tính toán giá trị nước

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

1. Sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu.

2. Giá trị nước của nhà máy thủy điện trong nhóm thủy điện bậc thang.

3. Giá trị nước của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên.

4. Mực nước tối ưu từng tuần trong tháng của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên.

Điều 34. Phân loại nhà 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 sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình tháng của các nhà máy phát điện trong tháng tới.

2. Căn cứ hệ số tải trung bình tháng từ kết quả mô phỏng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới thành 03 nhóm sau:

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

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

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

Điều 35. Điều chỉnh giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 24 Thông tư này, trong đó có cập nhật các yếu tố ảnh hưởng đến giá biến đổi của tháng M theo phương pháp được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và căn cứ theo:

a) Giá nhiên liệu tháng tới và các tháng tiếp theo được xác định như sau:

a1) Giá nhiên liệu trong tính toán số liệu lập kế hoạch vận hành tháng tới (M+1) được xác định trên cơ sở:

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

- Giá nhiên liệu áp dụng cho tháng tới theo quy định tại hợp đồng mua bán điện, hợp đồng mua bán nhiên liệu. Trường hợp giá nhiên liệu phụ thuộc vào kế hoạch mua nhiên liệu và (hoặc) các chỉ số giá nhiên liệu, Đơn vị phát điện, Đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị Mua điện kế hoạch cung cấp nhiên liệu và (hoặc) các chỉ số giá nhiên liệu để xem xét trong quá trình xác định giá nhiên liệu dự kiến tháng tới và các tháng tiếp theo.

- Giá nhiên liệu theo hồ sơ thanh toán tiền điện của tháng gần nhất trước thời điểm cung cấp số liệu lập kế hoạch tháng tới.

a2) Giá nhiên liệu trong tính toán số liệu lập kế hoạch vận hành các tháng còn lại trong năm (tháng M+2 đến hết năm) được xác định trên cơ sở:

- Trường hợp có số liệu dự báo giá nhiên liệu tháng M+2 đến hết năm do cơ quan có thẩm quyền hoặc đơn vị tư vấn dự báo có uy tín ban hành, giá nhiên liệu của các nhà máy điện được tính toán theo các số liệu dự báo và theo quy định của hợp đồng mua bán nhiên liệu.

- Trường hợp không có số liệu giá nhiên liệu dự báo, sử dụng giá nhiên liệu trong tính toán số liệu lập kế hoạch vận hành tháng tới.

- Khối lượng các loại nhiên liệu được tính toán theo kế hoạch cung cấp nhiên liệu tháng M+2 đến hết năm do Đơn vị phát điện, Đơn vị cung cấp nhiên liệu cung cấp cập nhật gần nhất.

b) Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp và cập nhật các thay đổi về giá biến đổi (đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính) trong tháng tới và các tháng

còn lại trong năm của các nhà máy nhiệt điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Kết quả phân loại nhà máy nhiệt điện cho tháng tới theo quy định tại Điều 34 Thông tư này.

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

Điều 36. Dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong kế hoạch vận hành tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện trong tháng tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng và công bố danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong tháng tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

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

1. Sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy điện được điều chỉnh trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy trong tháng M+1 bị thay đổi so với kế hoạch vận hành đã được sử dụng để tính toán sản lượng điện hợp đồng do:

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

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng trong trường hợp quy định tại khoản 1 Điều này theo nguyên tắc sau: dịch chuyển giữa các tháng phần sản lượng điện hợp đồng tháng tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển, bảo đảm tổng sản lượng điện hợp đồng các tháng có điều chỉnh là không đổi theo quy định tại Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Trường hợp sản lượng khả dụng tháng M+1 được duyệt của nhà máy điện không bảo đảm sản lượng điện hợp đồng tháng thì sản lượng điện hợp đồng tháng được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng tháng đó. Đơn vị phát điện có trách

nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu (có xác nhận của đơn vị cung cấp nhiên liệu) cho nhà máy nhiệt điện trong tháng tới trước ngày 20 tháng M để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng trong trường hợp này (nếu cần thiết).

4. Trong trường hợp có biến động lớn (thay đổi trên 20%) về giá nhiên liệu đầu vào hoặc xảy ra các sự kiện bất khả kháng (thiên tai, dịch bệnh,...) làm ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của hệ thống điện (sa thải phụ tải hoặc mất một lượng lớn phụ tải, mất hoặc ảnh hưởng đến khả năng truyền tải điện năng giữa các vùng, ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của một số lượng lớn các nhà máy điện, thực hiện xả tràn các hồ chứa thủy điện theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền), Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật số liệu, tính toán lại kế hoạch vận hành thị trường điện các tháng còn lại trong quý, báo cáo Bộ Công Thương xem xét, quyết định.

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

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

1. Sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy nhiệt điện than được xác định hằng quý; sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy tuabin khí được xác định 06 tháng một lần; sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện gió ngoài khơi, nhà máy điện năng lượng mới được xác định hằng tháng, cụ thể như sau:

$$Q_c^M = \text{Max}\ \{Qc_{tt}^M;\ \alpha \times Q_{dk}^M\}$$

Trong đó:

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

Q_{dk}^M : Sản lượng kế hoạch tháng của các nhà máy nhiệt điện than theo phương thức vận hành hệ thống điện cập nhật tháng đầu tiên của mỗi quý (tháng 01, 4, 7 và 10) hoặc của nhà máy tuabin khí theo phương thức vận hành hệ thống điện tháng 01 và tháng 7 hoặc của nhà máy điện gió ngoài khơi, điện năng lượng mới theo phương thức vận hành hệ thống điện hằng tháng và được quy đổi về điểm giao nhận (kWh);

Qc_{tt}^M: Sản lượng điện hợp đồng tháng tối thiểu của nhà máy điện (kWh) được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều 29 Thông tư này.

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

2. Sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy thủy điện có hồ điều tiết từ 02 ngày trở lên được xác định như sau:

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

Trong đó:

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

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

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

3. Xác định sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng của nhà máy điện theo nguyên tắc sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch tỷ lệ theo sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch trong tháng của nhà máy điện xác định từ hệ thống lập kế hoạch vận hành thị trường điện sử dụng phương pháp lập lịch có ràng buộc theo công thức sau:

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

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I: Tổng số chu kỳ trong tháng;

Q_c^i: Sản lượng điện 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^M : Sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy điện được xác định theo quy định tại Điều 29, Điều 37 Thông tư này và khoản 1, khoản 2 Điều này (kWh).

b) Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch để bảo đảm phù hợp với phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo có xét đến ảnh hưởng của các nguồn năng lượng tái tạo, khả năng cung cấp nhiên liệu sơ cấp cho đơn vị phát điện, yêu cầu cấp nước hạ du đối với nhà máy thủy điện, khả năng vận hành và khả dụng của các nhà máy điện, cũng như nhu cầu của hệ thống điện.

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

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

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

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

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

a) Trường hợp sự cố ngừng lò hơi của tổ máy nhiệt điện có nhiều lò hơi hoặc sự cố ngừng tổ máy hoặc sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch (lịch sửa chữa chưa được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch) của nhà máy điện;

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

c) Trường hợp có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí theo quy định tại khoản 7 Điều 56 Thông tư này;

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

đ) Trường hợp nhà máy nhiệt điện có thời gian khởi động tổ máy tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hòa lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện;

e) Trường hợp có công bố thông tin về thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí so với kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí đã được sử dụng

trong phân bổ sản lượng hợp đồng chu kỳ trong kế hoạch tháng.

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

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

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

b1) Trong giai đoạn từ thời điểm sự cố đến chu kỳ giao dịch kết thúc giai đoạn 72 giờ: Giữ nguyên sản lượng điện hợp đồng đã phân bổ cho nhà máy điện;

b2) Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch đầu tiên sau khi kết thúc giai đoạn 72 giờ đến khi tổ máy khắc phục sự cố và khả dụng:

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

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

c) Trường hợp tổ máy phát điện được phê duyệt lịch sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch thì trong các chu kỳ tổ máy sửa chữa ngoài kế hoạch áp dụng nguyên tắc điều chỉnh như sau:

c1) Trong giai đoạn từ thời điểm sửa chữa đến chu kỳ giao dịch kết thúc giai đoạn 72 giờ: Giữ nguyên sản lượng điện hợp đồng đã phân bổ cho nhà máy điện;

c2) Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch đầu tiên sau khi kết thúc giai đoạn 72 giờ đến khi tổ máy khả dụng:

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

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

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

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

tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

4. Trường hợp quy định tại điểm c, điểm d và điểm đ khoản 1 Điều này, thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng của nhà máy tuabin khí và nhà máy nhiệt điện than trong các chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

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

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

b) Trường hợp không có dữ liệu từ hệ thống điều khiển phân tán (hệ thống DCS) hoặc các hệ thống điều khiển tương đương khác: sử dụng các thông tin, dữ liệu từ các nguồn số liệu khác cho từng trường hợp cụ thể theo hướng dẫn về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này để thực hiện xác nhận sự kiện.

6. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận lại sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy đã được điều chỉnh theo quy định tại khoản 1, khoản 2, khoản 3 Điều này và khoản 6 Điều 17 Thông tư này.

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

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

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

- Xác định sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại khoản 1 Điều 38 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo khoản 3 Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

b) Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của Đơn vị bán buôn điện với nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán

theo công thức sau:

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

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

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

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

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

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện.

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

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

- Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng của nhà máy điện theo quy định tại khoản 1 Điều 38 Thông tư này;

- Xác định và điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo khoản 3 Điều 38 và Điều 39 Thông tư này.

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

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

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

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

Trong đó:

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện;

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

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

lực Việt Nam được xác định trong kế hoạch vận hành thị trường điện tháng theo quy định tại Điều 38 Thông tư này (kWh);

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

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

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

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch trong tháng;

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

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

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

Điều 41. Kiểm tra, phê duyệt và thời gian công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới bao gồm các thông số đầu vào và thuyết minh tính toán theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này, nội dung chính bao gồm:

a) Giá trị nước, mực nước tối ưu của các nhà máy thủy điện bậc thang và nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên hằng tuần trong tháng tới;

b) Giá trần bản chào cho từng tổ máy nhiệt điện trong tháng tới;

c) Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện;

d) Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ của các nhà máy điện trong tháng tới;

đ) Sản lượng điện phát dự kiến từng chu kỳ của các nhà máy điện trong tháng tới;

e) Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay trong từng tháng của năm tới áp dụng cho các Đơn vị bán buôn điện từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều 98 Thông tư này;

g) Sản lượng điện hợp đồng của 02 tháng kế tiếp (đối với nhiệt điện than) trong kế hoạch thị trường điện tháng 1, 4, 7, 10 và 05 tháng kế tiếp (đối với nhiệt điện khí) trong kế hoạch thị trường điện tháng 1 và tháng 7.

2. Trước ngày 22 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lấy ý kiến Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các thành viên tham gia thị trường điện về kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới.

3. Trước ngày 23 hằng tháng, Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm nghiên cứu và gửi ý kiến góp ý bằng văn bản về kế hoạch vận hành thị trường điện tháng cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Trước ngày 25 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Cục Điện lực kế hoạch vận hành thị trường điện tháng.

5. Trước ngày 28 hằng tháng, Cục Điện lực có trách nhiệm thẩm định, phê duyệt kế hoạch vận hành thị trường điện tháng.

6. Sau khi kế hoạch vận hành thị trường điện tháng được Cục Điện lực phê duyệt, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới lên Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Điều 42. Công bố thông tin kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin chung cho các thành viên tham gia thị trường, bao gồm:

a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới từng miền Bắc, Trung, Nam và cho toàn hệ thống điện quốc gia;

b) Tổng nhu cầu phụ tải điện dự báo của các Đơn vị bán buôn điện trong từng chu kỳ giao dịch;

c) Kế hoạch xuất, nhập khẩu điện tháng tới;

d) Sản lượng điện dự kiến tháng tới của từng nhà máy điện;

đ) Danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong tháng tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành;

e) Cảnh báo suy giảm bảo đảm cung cấp điện của hệ thống điện (nếu có);

g) Các giải pháp để bảo đảm vận hành hệ thống điện ổn định, an toàn, tin cậy.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin riêng cho từng Đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

a) Mực nước hồ chứa từng tuần trong tháng tới của các nhà máy thủy điện;

b) Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay trong tháng tới áp

dụng cho các Đơn vị bán buôn điện từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều 98 Thông tư này;

c) Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của các tổ máy do Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện tính toán;

d) Giá trị nước của nhà máy thủy điện;

đ) Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện tháng tới;

e) Kết quả phân loại nhà máy nhiệt điện;

g) Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện trong kế hoạch vận hành thị trường điện tháng;

h) Kế hoạch huy động tổ máy tháng tới;

i) Mực nước thượng lưu các hồ chứa thủy điện vào ngày cuối cùng tháng tới;

k) Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện tháng tới.

Mục 3
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH TUẦN TỚI

Điều 43. Lập kế hoạch vận hành tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập các số liệu đầu vào phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới do các đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan cung cấp theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện tính toán và công bố các kết quả sau:

a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền;

b) Tổng sản lượng điện dự kiến phát của từng nhà máy điện trong tuần tới;

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

d) Giá trị nước của các nhà máy thủy điện bậc thang, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên;

đ) Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện;

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

g) Mực nước tối ưu tuần của các hồ chứa thủy điện;

h) Mực nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên;

i) Lịch bảo dưỡng, sửa chữa nguồn và lưới điện trong tuần tới;

k) Xác định nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, danh sách các tổ máy dự kiến cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong kế hoạch vận hành tuần tới;

l) Công suất vận hành dự kiến từng chu kỳ của hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

Điều 44. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện

1. Trừ trường hợp quy định tại khoản 3 Điều này, giá trần bản chào của nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên được xác định căn cứ theo giá trị nước tuần tới của nhà máy đó được công bố theo quy định tại Điều 43 Thông tư này, cụ thể như sau:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

c) Trường hợp nhà máy thủy điện đặt tại miền có dự phòng điện năng thấp hơn 5% được công bố theo quy định về thực hiện đánh giá khả năng bảo đảm cung

cấp điện trung hạn và ngắn hạn quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành: giá trần bản chào của nhà máy thủy điện trong miền này của tuần đánh giá được xác định theo quy định tại điểm a khoản này. Khi dự phòng điện năng của miền bằng hoặc cao hơn 5%, nhà máy điện trong miền này tiếp tục áp dụng giá trần bản chào theo quy định tại khoản 1 Điều này.

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

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

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

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

a) Chào giá tuân thủ các quy định về giá trần bản chào và giá sàn bản chào;

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

Điều 45. Dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong kế hoạch vận hành tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện trong tuần tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

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

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

Chương V
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 46. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

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

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

2. Công suất huy động dự kiến (hoặc dự báo) trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày tới của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện quy định tại khoản 3 Điều 4 Thông tư này, nguồn điện mặt trời mái nhà và các nhà máy điện không trực tiếp chào giá trên thị trường điện, trong đó có xét đến các ràng buộc về bao tiêu.

3. Công suất huy động dự kiến (hoặc dự báo) trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày tới của các nhà máy điện quy định tại Điều 11 Thông tư này.

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

5. Các kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện ngắn hạn cho ngày D theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

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

7. Công suất vận hành dự kiến của hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

Điều 47. Bản chào giá

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

a) Gồm 10 cặp giá chào (đồng/kWh) và công suất (MW) cho tổ máy cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D;

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

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

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

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

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

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

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

- Tình trạng nhiên liệu của nhà máy nhiệt điện;

- Tình trạng xả tràn của hồ chứa thủy điện.

đ) Công suất công bố của tổ máy trong bản chào ngày D không thấp hơn mức

công suất công bố trong ngày D-2 theo quy định về thực hiện đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện trung hạn và ngắn hạn tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành trừ trường hợp dừng máy sửa chữa đột xuất (việc dừng máy sửa chữa đột xuất phải được phê duyệt), sự cố kỹ thuật bất khả kháng, bị suy giảm công suất do mực nước thấp hoặc phối hợp chào giá thủy điện bậc thang để tránh xả tràn đối với các nhà máy thủy điện. Nhà máy có trách nhiệm cập nhật công suất công bố khi giảm công suất khả dụng. Trường hợp cập nhật bản chào khởi động của tổ máy nhiệt điện, công suất công bố tương ứng với khả dụng trong trường hợp vận hành bình thường;

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

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

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

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

2. Bản chào giá trong những trường hợp đặc biệt

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

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

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

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

b) Trường hợp mực nước của nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp thấp hơn mực nước giới hạn, nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và tỷ lệ dự phòng điện năng miền của tuần nhỏ hơn 5%, nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và thấp hơn cận trên của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn (nếu có) của Quy trình vận hành

liên hồ chứa, bản chào giá được thực hiện như sau:

- Chào giá sàn cho sản lượng tương ứng với giá trị nhỏ hơn giữa yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và Quy trình vận hành liên hồ hoặc đơn hồ chứa trừ trường hợp đơn vị nằm trong vùng chịu ảnh hưởng của mưa bão căn cứ theo nhận định của đơn vị dự báo khí tượng thủy văn hoặc yêu cầu hạ mực nước bảo đảm mực nước đón lũ theo quy định của Quy trình vận hành liên hồ, đơn hồ chứa hoặc yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

- Chào giá trần cho phần sản lượng còn lại. Giá trần bản chào áp dụng theo quy định tại điểm a khoản 2 Điều 44 Thông tư này.

c) Bản chào của nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và thấp hơn mực nước tối thiểu hoặc cận dưới của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn của Quy trình vận hành liên hồ chứa được đơn vị chào giá thực hiện theo nguyên tắc sau:

- Chào giá sàn cho sản lượng tương ứng với giá trị nhỏ hơn giữa yêu cầu về lưu lượng cấp nước hạ du theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và Quy trình vận hành liên hồ hoặc đơn hồ chứa trừ trường hợp đơn vị nằm trong vùng chịu ảnh hưởng của mưa bão căn cứ theo nhận định của đơn vị dự báo khí tượng thủy văn hoặc yêu cầu hạ mực nước bảo đảm mực nước đón lũ theo quy định của Quy trình vận hành liên hồ, đơn hồ chứa hoặc yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền;

- Chào giá trần cho phần sản lượng còn lại;

- Giá trần bản chào áp dụng (P_{tr}) theo công thức sau:

$$P_{tr} = 1{,}2 \times \max(P_{GTN}; P_{DOmax}) \times (1 + \frac{H_i^{min} - H_i^{24h}}{H_i^{min}} \times 100)$$

Trong đó:

H_i^{min}: mực nước tối thiểu hoặc cận dưới của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn của hồ chứa nhà máy thủy điện i theo Quy trình vận hành liên hồ chứa tại thời điểm 24h ngày chủ nhật (đơn vị m);

H_i^{24h}: mực nước hồ chứa tại thời điểm 24h ngày chủ nhật của hồ chứa nhà máy thủy điện i (đơn vị m).

d) Bản chào của tổ máy nhiệt điện trong quá trình khởi động và dừng máy: Công suất chào được thấp hơn mức công suất phát ổn định thấp nhất, mức công suất bằng nhau cho cả 10 cặp giá chào;

đ) Bản chào giá của nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện:

- Giá chào bằng 0 đồng/kWh cho toàn bộ công suất chào;

- Công suất chào bằng công suất dự báo của nhà máy điện. Đơn vị phát điện

có trách nhiệm gửi công bố công suất dự báo của nhà máy điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và tuân thủ theo quy định về dự báo công suất, điện năng phát của các nguồn điện năng lượng tái tạo tại Thông tư quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

- Căn cứ số liệu công suất dự báo do đơn vị phát điện cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm so sánh, đối chiếu với giá trị công suất dự báo từ các nguồn dự báo khác và thực hiện lập lịch huy động các nhà máy điện bình đẳng với các nguồn tự điều khiển phát công suất tác dụng theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và bảo đảm tuân thủ theo Quy định về hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành. Trường hợp xảy ra quá tải, thừa công suất thực hiện huy động theo thứ tự quy định tại Điều 18 Thông tư này.

Điều 48. Bản chào giá trong ngày

1. Giá chào trong bản chào giá trong ngày không được thay đổi so với bản chào ngày tới.

2. Công suất tại mức đầu tiên không được thay đổi so với bản chào ngày tới trừ các trường hợp được sửa đổi bản chào giá quy định tại Điều 49 Thông tư này. Công suất tại các mức còn lại được thay đổi so với bản chào ngày tới tuân thủ các quy định tại Điều 47 Thông tư này.

Điều 49. Sửa đổi bản chào giá

1. Các trường hợp được sửa đổi bản chào giá

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

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

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

c) Tổ máy phát điện bị sự cố gây ngừng máy hoặc giảm công suất khả dụng hoặc sửa chữa tổ máy ngoài kế hoạch đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành: Đơn vị chào giá được sửa đổi giảm công suất công bố và nộp lại bản chào giá cho tổ máy này;

d) Các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày: Đơn vị chào giá

được nộp bản chào giá sửa đổi phù hợp với tình hình vận hành thực tế (trong trường hợp nước về hồ nhiều dẫn đến phải xả hoặc mực nước hồ chứa về đến mực nước chết);

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

- Yêu cầu cấp nước hạ du hoặc lệnh vận hành hồ chứa của cơ quan nhà nước có thẩm quyền được xác định bằng văn bản sau thời điểm kết thúc chào giá;

- Các nhà máy thủy điện phải thực hiện xả điều tiết (không bao gồm xả dòng chảy môi trường) hoặc mực nước hồ của nhà máy thủy điện cao hơn mực nước quy định tại quy trình vận hành liên hồ, đơn hồ chứa hoặc hồ chứa đến ngưỡng xả tràn hoặc hồ chứa nguy cơ xả;

- Nhà máy thủy điện không đáp ứng được yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D do tổ máy của nhà máy điện bị sự cố hoặc giảm công suất khả dụng trong ngày D;

- Nhà máy thủy điện không đáp ứng được yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày D do không được huy động đủ các bản chào với giá sàn trong các chu kỳ trước đó để cấp nước hạ du;

- Mực nước hồ chứa ở dưới mực nước chết và không có khả năng vận hành tổ máy;

- Nhà máy thủy điện thuộc trường hợp phải áp dụng bản chào giá đặc biệt theo quy định tại điểm b và điểm c khoản 2 Điều 47 Thông tư này đã đáp ứng đủ yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày.

e) Nhà máy điện phải hoãn hoặc lùi lịch sửa chữa theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc kết thúc sửa chữa sớm so với kế hoạch đã được duyệt, đưa tổ máy vào dự phòng khác thời gian so với dự kiến;

g) Các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện trực tiếp tham gia thị trường điện: được cập nhật công suất theo công suất dự báo được lựa chọn của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Nguyên tắc sửa đổi bản chào giá

a) Đối với các trường hợp quy định tại điểm a, điểm b, điểm c và điểm e khoản 1 Điều này:

- Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi giá chào so với bản chào giá ngày tới, trong ngày;

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

- Trường hợp quy định tại điểm b khoản 1 Điều này: bản chào giá sửa đổi không được thay đổi công suất ở các mức công suất nhỏ hơn hoặc bằng công suất

công bố cho chu kỳ giao dịch tới trừ trường hợp không bảo đảm thông số kỹ thuật trong bản chào;

- Trường hợp quy định tại điểm c khoản 1 Điều này: bản chào giá sửa đổi được điều chỉnh giảm công suất công bố thấp hơn mức công suất công bố trong ngày D-2;

- Trường hợp quy định tại điểm e khoản 1 Điều này: bản chào giá sửa đổi được điều chỉnh công suất công bố phù hợp với trạng thái tổ máy và lịch sửa chữa.

b) Đối với các trường hợp quy định tại điểm đ khoản 1 Điều này

- Bản chào giá sửa đổi không được thay đổi giá chào so với bản chào giá ngày tới, trong ngày;

- Đơn vị phát điện chỉ được thay đổi mức công suất trong các dải chào giá đầu tiên để bảo đảm đủ yêu cầu cấp nước hạ du trong ngày vận hành hoặc tránh xả tràn. Trường hợp hồ chứa ở dưới mực nước chết và không có khả năng vận hành tổ máy, Đơn vị phát điện được phép cập nhật công bố công suất phù hợp với trạng thái tổ máy;

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

- Bản chào giá sửa đổi phải tuân thủ các quy định tại Điều 47 Thông tư này.

3. Đơn vị chào giá được sửa đổi và nộp lại bản chào giá ngày tới hoặc trong ngày hoặc cho các chu kỳ giao dịch còn lại trong ngày D cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước thời điểm kết thúc chào giá.

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

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

b) Trường hợp bản chào giá hợp lệ

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

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

thị trường điện.

Điều 50. Chào giá nhóm nhà máy thủy điện bậc thang

1. Nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có trách nhiệm chào giá theo một bản chào giá chung cả nhóm và tuân thủ giới hạn giá chào theo quy định tại khoản 3 Điều 15 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. 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.

4. Trường hợp không thống nhất được đơn vị đại diện chào giá cho nhóm nhà máy thủy điện bậc thang đề xuất tự chào giá, các đơn vị phát điện thực hiện chào giá độc lập.

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 theo quy định tại Điều 20 Thông tư này.

6. Trường hợp nhóm nhà máy thủy điện bậc thang có nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng phát từng chu kỳ giao dịch trong tuần tới của từng nhà máy điện trong nhóm nhà máy thủy điện bậc thang theo quy định tại khoản 2 Điều 43 Thông tư này;

b) Khi sản lượng công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu trong nhóm bị điều chỉnh theo quy định tại Điều 66 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 51. Nộp bản chào giá

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

2. Đối với khung thời gian vận hành thị trường điện trong ngày, đơn vị chào giá có trách nhiệm nộp bản chào giá trong ngày trước 8 giờ của thời điểm bắt đầu cho khung thời gian vận hành thị trường điện trong ngày.

3. Các đơn vị chào giá nộp bản chào giá qua hệ thống thông tin thị trường điện. Trường hợp do sự cố không thể sử dụng hệ thống thông tin thị trường điện,

đơn vị chào giá có trách nhiệm nộp bản chào giá bằng thư điện tử vào địa chỉ do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định.

4. Các đơn vị chào giá có trách nhiệm đăng ký địa chỉ thư điện tử và thông tin liên lạc của đơn vị mình cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 52. Kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá

1. Trước 11h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 51 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. Không muộn hơn 30 phút trước thời điểm chấm dứt chào giá trong ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của bản chào giá trong ngày đã nhận được từ các đơn vị chào giá theo quy định tại Điều 51 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.

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

4. 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 53. 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 51 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. Sau thời điểm chấm dứt chào giá trong ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của các bản chào giá trong ngày nhận được cuối cùng theo quy định tại Điều 51 Thông tư này. Bản chào giá cuối cùng hợp lệ được sử dụng làm bản chào giá lập lịch trong ngày cho việc lập lịch huy động cuốn chiếu trong ngày.

3. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không nhận được bản chào giá hoặc bản chào giá cuối cùng của đơn vị chào giá không hợp lệ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sử dụng bản chào giá mặc định của đơn vị chào giá đó làm bản chào giá lập lịch. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bộ bản chào mặc định áp dụng cho tuần tới của tổ máy và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước 11h30 ngày chủ nhật hằng tuần.

4. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không nhận được bản chào giá của tổ máy hoặc bản chào giá mặc định không phù hợp với

trạng thái tổ máy, bản chào giá mặc định của các nhà máy điện được xác định như sau:

a) Đối với nhà máy nhiệt điện, bản chào giá mặc định sẽ được xây dựng dựa trên công suất khả dụng và giá trần bản chào của tổ máy tại thời điểm áp dụng;

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

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

- Áp dụng mức giá trần bản chào của tổ máy quy định tại Điều 44 Thông tư này cho sản lượng còn lại.

c) Đối với nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết lớn hơn 2 ngày phải áp dụng bản chào giá trong trường hợp đặc biệt: giá chào và sản lượng chào trong bản chào mặc định của nhà máy điện này theo quy định cụ thể tại điểm b và điểm c khoản 2 Điều 47 Thông tư này;

d) Đối với nhà máy điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ tham gia thị trường điện, bản chào mặc định như sau: giá chào cho tất cả các dải chào bằng 0 (đồng/kWh) và công suất dự báo.

5. Mô phỏng các nhà máy nhiệt điện không trực tiếp chào giá ngày tới

a) Đơn vị phát điện sở hữu các nhà máy điện không trực tiếp tham gia chào giá có trách nhiệm công bố công suất trong ngày D-2 theo quy định về thực hiện đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện trung hạn và ngắn hạn tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện mô phỏng các tổ máy nhà máy nhiệt điện không chào giá trực tiếp đồng bộ với các nhà máy có bản chào theo nguyên tắc:

- Nếu tổ máy được huy động theo kết quả đã được công bố tại khoản 2 Điều 46 Thông tư này, mô phỏng bằng giá sàn cho phần công suất phát ổn định thấp nhất và giá biến đổi cho phần công suất khả dụng còn lại.

- Nếu tổ máy không được lập lịch theo kết quả đã được công bố tại khoản 2 Điều 46 Thông tư này thì mô phỏng bằng giá biến đổi cho toàn bộ công suất khả dụng.

- Tốc độ tăng giảm tải trong mô phỏng bảo đảm tuân thủ các quy định trong hợp đồng mua bán điện và hiện trạng cơ sở hạ tầng thị trường điện, trường hợp hạ tầng thị trường điện chưa đáp ứng sẽ sử dụng tốc độ tăng giảm tải áp dụng tại mức tải 85% phù hợp với quy định trong hợp đồng mua bán điện.

c) Trường hợp tổ máy công bố lại công suất khả dụng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật theo nguyên tắc tại điểm b

khoản 5 Điều này.

Điều 54. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

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

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

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

3. Mô phỏng các tổ máy nhà máy nhiệt điện không chào giá trực tiếp đồng bộ với các nhà máy có bản chào theo nguyên tắc tại khoản 5 Điều 53 Thông tư này. Nguồn điện mặt trời mái nhà và các nhà máy điện không chào giá trực tiếp còn lại sử dụng công suất huy động dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch theo quy định tại khoản 2 Điều 46 Thông tư này.

4. Sản lượng công bố được điều chỉnh phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của nhà máy điện và hệ thống điện của các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và các nhà máy thủy điện nhỏ có hồ điều tiết dưới 02 ngày tham gia chào giá trên thị trường điện.

5. Công suất dự báo ngày tới nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

6. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 74 và Điều 75 Thông tư này.

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

8. Yêu cầu về công suất dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp.

9. Thông tin về khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy.

10. 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.

11. Lịch thử nghiệm tổ máy phát điện đã được phê duyệt.

12. Các kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện ngắn hạn cho ngày D theo quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành.

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

14. Các ràng buộc về bao tiêu.

15. Công suất vận hành dự kiến của hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

16. Khả năng cung cấp nhiên liệu.

Điều 55. 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 theo quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này. Lịch huy động ngày tới bao gồm các nội dung chính sau:

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

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

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

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

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

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

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

d) Các thông tin cảnh báo (nếu có);

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

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

Điều 56. Công bố lịch huy động ngày tới

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

1. Công suất huy động dự kiến, bao gồm cả công suất huy động cho dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới. Giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch ngày tới.

2. Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới áp dụng cho các đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện.

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

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

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

b) Lượng công suất thiếu;

c) Các ràng buộc bảo đảm cung cấp điện có khả năng không đáp ứng.

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

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

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

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

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

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

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

7. Thông tin dự kiến về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện của đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch trong các chu kỳ giao dịch tới.

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

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

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

11. Trước 17h00 hằng ngày, căn cứ trên biểu đồ huy động dự kiến do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, cấp điều độ có quyền điều khiển nhà máy điện quy định tại điểm b khoản 1 Điều 4 Thông tư này có trách nhiệm xác định và công bố:

a) Công suất huy động của từng tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới căn cứ theo bản chào giá của các đơn vị, có xét đến giới hạn về điều kiện kỹ thuật của lưới điện;

b) Các ràng buộc về kỹ thuật ảnh hưởng đến công suất phát của các tổ máy.

Điều 57. 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 khả năng bảo đảm cung cấp điện ngắn hạn do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố.

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

3. Trong quá trình hòa lưới của các tổ máy nhiệt điện, đơn vị phát điện có trách nhiệm cập nhật công suất từng chu kỳ giao dịch vào bản chào giá của tổ máy

và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Điều 49 Thông tư này.

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại khoản 2 Điều 66 Thông tư này và thực hiện điều chỉnh công suất huy động các nhà máy nhiệt điện khí bằng giải pháp tích áp để ưu tiên huy động công suất cao nhất có thể của các nhà máy nhiệt điện khí vào thời điểm cao điểm phụ tải của hệ thống điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh, huy động thêm công suất của các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng.

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

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm khởi động thêm các tổ máy khởi động chậm, các tổ máy cung cấp dịch vụ phụ.

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

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

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

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

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện quy định tại Điều 46 Thông tư này để bảo đảm yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được điều chỉnh, huy động thêm công suất của các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng.

Mục 2

VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN TRONG NGÀY

Điều 60. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động trong ngày

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

1. Biểu đồ phụ tải từ chu kỳ tính toán đến cuối ngày của toàn hệ thống điện quốc gia và từng miền Bắc, Trung, Nam.

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

3. Các bản chào giá lập lịch trong ngày của các đơn vị chào giá.

4. Mô phỏng các tổ máy nhà máy nhiệt điện không chào giá trực tiếp đồng bộ với các nhà máy có bản chào theo nguyên tắc quy định tại khoản 5 Điều 53 Thông tư này.

5. Sản lượng huy động dự kiến của các nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện trong khoảng thời gian lập lịch, được tính toán trên cơ sở lưu lượng nước về dự kiến, mực nước dự kiến đầu khoảng thời gian lập lịch, mực nước cuối ngày trong kết quả lập lịch ngày tới

6. Sản lượng công bố được điều chỉnh phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của nhà máy điện và hệ thống điện của các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và các nhà máy thủy điện nhỏ có hồ điều tiết dưới 02 ngày tham gia chào giá trên thị trường điện.

7. Công suất dự báo từ chu kỳ tính toán đến cuối ngày của nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

8. Sản lượng điện năng xuất khẩu, nhập khẩu quy định tại Điều 74 và Điều 75 Thông tư này.

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

10. Yêu cầu về công suất dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp.

11. Thông tin về khả năng cung cấp dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy.

12. 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.

13. Lịch thử nghiệm tổ máy phát điện đã được phê duyệt.

14. Các kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện ngắn hạn cho ngày D theo Quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

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

16. Các ràng buộc về bao tiêu.

17. Thông số thủy văn các hồ thủy điện.

18. Thông số các hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

19. Khả năng cung cấp nhiên liệu.

Điều 61. Lập lịch huy động trong ngày

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động cho các khung thời gian vận hành trong ngày. Lịch huy động trong ngày 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 còn lại của ngày D;

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

2. Lịch huy động ràng buộc, bao gồm:

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

b) Các thông tin cảnh báo (nếu có);

c) Lượng công suất cho dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của tổ máy phát điện.

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

Điều 62. Công bố lịch huy động trong ngày

Không muộn hơn 02 giờ trước thời điểm bắt đầu khung thời gian vận hành, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin trong lịch huy động trong ngày, cụ thể như sau:

1. Công suất huy động dự kiến, bao gồm cả công suất huy động cho dịch vụ dự phòng điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành. Giá biên từng miền trong từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành.

2. Giá điện năng thị trường dự kiến cho từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành áp dụng cho các đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện.

3. Danh sách các tổ máy dự kiến phải phát tăng hoặc phát giảm công suất trong từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành.

4. Thông tin về cảnh báo thiếu công suất trong các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành (nếu có) bao gồm:

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

b) Lượng công suất thiếu;

c) Các ràng buộc bảo đảm cung cấp điện có khả năng không đáp ứng.

5. Thông tin về cảnh báo thừa công suất trong các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành (nếu có) bao gồm:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10. Không muộn hơn 01 giờ trước thời điểm bắt đầu khung thời gian vận hành, các cấp điều độ có quyền điều khiển nhà máy điện quy định tại điểm b khoản 1 Điều 4 Thông tư này có trách nhiệm xác định và công bố:

a) Công suất huy động của từng tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong ngày căn cứ theo bản chào giá của các đơn vị, có xét đến giới hạn về điều kiện kỹ thuật của lưới điện;

b) Các ràng buộc về kỹ thuật ảnh hưởng đến công suất phát của các tổ máy.

Điều 63. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được sửa đổi công suất công bố của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại khoản 2 Điều 66 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh, huy động thêm công suất của các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng.

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

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm khởi động thêm các tổ máy cung cấp dịch vụ phụ.

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

Điều 64. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

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

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

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố của các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện quy định tại Điều 46 Thông tư này để bảo đảm yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được điều chỉnh, huy động thêm công suất của các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng.

Mục 3
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CHU KỲ GIAO DỊCH TỚI

Điều 65. Số liệu lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

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

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

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

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

4. Công suất công bố theo lịch huy động ngày tới của các nhà máy điện không chào giá trực tiếp trên thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố theo quy định tại Điều 56 hoặc Điều 62 Thông tư này.

5. Mô phỏng các tổ máy nhà máy nhiệt điện không chào giá trực tiếp đồng bộ với các nhà máy có bản chào theo nguyên tắc tại khoản 5 Điều 53 Thông tư này. Các nhà máy điện không chào giá trực tiếp còn lại sử dụng công suất công bố theo lịch huy động ngày tới, lịch huy động trong ngày theo quy định tại Điều 56 hoặc Điều 62 Thông tư này.

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

7. Nhu cầu công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện và khả năng cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện cung cấp dịch vụ này.

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

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

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

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

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

13. Sản lượng điện nhập khẩu.

14. Các ràng buộc về bao tiêu.

Điều 66. Điều chỉnh sản lượng công bố của các nhà máy điện

Trước khi lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo Quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành cho chu kỳ giao dịch tới đã được công bố theo quy định tại khoản 1 Điều 56 Thông tư này.

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

a) Có biến động bất thường về thủy văn, dự báo năng lượng tái tạo, phụ tải;

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

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

d) Xảy ra tình trạng thừa công suất/thiếu công suất khi tính toán lập lịch chu kỳ tới.

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

3. Đối với các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo Quy định về điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành, nguồn điện mặt trời mái nhà: Sản lượng công bố được điều chỉnh phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của nhà máy điện và hệ thống điện.

Điều 67. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

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

có ràng buộc và phương pháp lập lịch không ràng buộc theo quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này.

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

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

- Sử dụng bản chào tăng công suất của các tổ máy;

- Điều chỉnh, huy động thêm công suất từ các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng;

- Thực hiện điều chỉnh công suất huy động các nhà máy nhiệt điện khí bằng giải pháp tích áp để ưu tiên huy động công suất cao nhất có thể của các nhà máy nhiệt điện khí vào thời điểm cao điểm phụ tải của hệ thống điện;

- Các nhà máy nhiệt điện gián tiếp tham gia thị trường điện theo giá biến đổi;

- Các tổ máy cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh để bảo đảm cung cấp điện;

- Các nhà máy thủy điện gián tiếp tham gia thị trường điện theo tỷ lệ dung tích còn lại so với dung tích hữu ích từ cao đến thấp;

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

- Giảm công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp xuống mức thấp nhất cho phép.

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

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

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

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

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

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

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thay đổi công suất công bố theo quy định tại Điều 56 Thông tư này cho các nhà máy điện gián tiếp

tham gia thị trường điện để bảo đảm yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp;

d) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được điều chỉnh, huy động thêm công suất từ các hệ thống pin lưu trữ năng lượng còn khả năng.

Điều 68. Công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

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

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

2. Lịch huy động các tổ máy phát điện, giá biên các miền Bắc, Trung, Nam trong chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ tiếp theo được lập theo quy định tại Điều 67 Thông tư này.

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

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

5. Các thông tin về việc điều chỉnh công suất công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu theo quy định tại Điều 66 Thông tư này.

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

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

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

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

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

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

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

Mục 4
VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 69. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực căn cứ lịch huy động chu kỳ giao dịch tới đã được công bố và tuân thủ quy định về vận hành hệ thống điện thời gian thực tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành. Trường hợp cần thiết, Đơn

vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được can thiệp để bảo đảm yêu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của hệ thống điện (trừ trường hợp bất khả kháng).

2. Cấp điều độ có quyền điều khiển nhà máy điện quy định tại điểm b khoản 1 Điều 4 Thông tư này có trách nhiệm vận hành các nhà máy căn cứ lịch huy động chu kỳ tới đã được công bố, báo cáo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sau khi đã hoàn thành.

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

4. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có trách nhiệm tuân thủ theo quy định về mực nước giới hạn tuần của nhà máy thủy điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố theo quy định tại khoản 2 Điều 43 Thông tư này.

Điều 70. Quy định trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện thấp hơn mực nước giới hạn tuần

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

2. Trường hợp hồ chứa của nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp thấp hơn mực nước giới hạn tuần; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và tỷ lệ dự phòng điện năng miền của tuần nhỏ hơn 5%; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn cận trên của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn (nếu có) của Quy trình vận hành liên hồ chứa; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn mực nước tối thiểu hoặc cận dưới của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn của Quy trình vận hành liên hồ chứa thì bắt đầu từ 00h00 thứ Ba tuần tiếp theo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động nhà máy thủy điện này căn cứ theo bản chào mặc định quy định cụ thể tại điểm b, điểm c khoản 2 Điều 47 Thông tư này để đưa mực nước của hồ chứa về mực nước giới hạn tuần.

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

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

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

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

c) Nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn cận trên của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn (nếu có) của Quy trình vận hành liên hồ chứa;

d) Nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn và thấp hơn mực nước tối thiểu hoặc cận dưới của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn của Quy trình vận hành liên hồ chứa.

Điều 71. Can thiệp thị trường điện

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

a) Hệ thống đang vận hành trong chế độ khẩn cấp được quy định trong Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành;

b) Xảy ra các tình huống không bảo đảm cung cấp điện trên cơ sở kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành;

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

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

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

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

c) Các tồn tại, phát sinh (nếu có).

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

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

a) Bảo đảm cân bằng được công suất phát và phụ tải;

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

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

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

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

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

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;

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

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

- Các lý do phải can thiệp thị trường điện;

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

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

Điều 72. Tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

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

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

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

- Hệ thống điện vận hành trong chế độ cực kỳ khẩn cấp được quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia được Bộ Công Thương ban hành;

- Hệ thống điện vận hành trong trường hợp mất cân bằng cung cầu (tổng công suất khả dụng của các nhà máy điện trong hệ thống điện nhỏ hơn phụ tải dự báo và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thực hiện các biện pháp tiết giảm cung cấp điện để bảo đảm vận hành an toàn hệ thống) trong vòng 48 chu kỳ liên tục;

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

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

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

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

trường điện giao ngay của Bộ Công Thương.

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

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

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

- Bảo đảm thực hiện các thỏa thuận về sản lượng trong các hợp đồng xuất khẩu, nhập khẩu điện và ràng buộc về bao tiêu;

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

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

Điều 73. Khôi phục thị trường điện giao ngay

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

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

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

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

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

Mục 5
XUẤT KHẨU, NHẬP KHẨU ĐIỆN TRONG VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 74. Xử lý điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động

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

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

Điều 75. Xử lý điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động

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

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

Điều 76. Thanh toán cho lượng điện năng xuất khẩu và nhập khẩu

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

Chương VI
ĐO ĐẾM ĐIỆN NĂNG TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 77. Vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện

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

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

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

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

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

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

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

Điều 78. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm

1. Hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng phải được thiết kế phù hợp với vị trí đo đếm ranh giới trong thị trường bán buôn điện quy định tại Điều 77 Thông tư này.

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

điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành.

3. Trách nhiệm thỏa thuận vị trí đo đếm điện năng và thiết kế hệ thống đo đếm điện năng, trách nhiệm đầu tư hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập, xử lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành.

Điều 79. Trách nhiệm thu thập, quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện thu thập đầy đủ các số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại khoản 2 Điều 77 Thông tư này (đối với các vị trí đo đếm ranh giới giữa nhà máy điện không tham gia thị trường điện với lưới phân phối điện, thực hiện theo quy định tại khoản 5 Điều này). Số liệu đo đếm do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập và công bố là số liệu ưu tiên sử dụng cho mục đích tính toán, thanh toán trong thị trường điện.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi về kho dữ liệu đo đếm dùng chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam các số liệu đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại điểm a, b, d khoản 2 Điều 77 Thông tư này và điểm a khoản 5 Điều này.

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

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

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

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

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

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

trường điện;

c) Các nhà máy điện gián tiếp còn lại theo quy định tại khoản 4 Điều 4 Thông tư này và các nhà máy điện nước ngoài có Hợp đồng mua bán điện ký với Tập đoàn Điện lực Việt Nam: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện việc thu thập số liệu đo đếm trực tiếp.

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

7. Trước 16h00 ngày 01 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố chỉ số công tơ đo đếm tại các vị trí đo đếm ranh giới giao nhận quy định tại khoản 2 Điều 77 Thông tư này và điểm a khoản 5 Điều này.

Điều 80. Lưu trữ số liệu đo đếm

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

Điều 81. Phương thức, trình tự thu thập số liệu đo đếm

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

a) Phương thức 1: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện đồng bộ thời gian và thu thập số liệu đo đếm trực tiếp tới các công tơ đo đếm ranh giới của thị trường điện bán buôn theo quy định tại Điều 79 Thông tư này;

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

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

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

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

c) Trước 12h00 ngày D+4, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thực hiện kiểm tra, đối chiếu số liệu đo đếm, phát hiện các phát sinh, sự kiện dẫn đến chênh lệch sản lượng gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ý kiến phản hồi xác nhận về đối soát số liệu đo đếm. Sau thời điểm này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không tiếp nhận phản hồi về phát sinh liên quan đến số liệu đo đếm của ngày D. Trường hợp không có phản hồi từ các đơn vị trên trang thông tin điện tử thị trường điện trước 12h00 ngày D+4 thì được coi là các đơn vị đã xác nhận đồng ý và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có trách nhiệm xử lý những ý kiến phản hồi phát sinh;

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

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

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

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

3. Yêu cầu về thu thập số liệu đo đếm

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

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

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

Điều 82. Kiểm tra số liệu đo đếm

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

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

tắc sau:

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

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

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

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

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

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

Điều 83. Tính toán sản lượng điện năng đo đếm trong thị trường bán buôn điện

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

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

a) Bằng tổng các thành phần sau:

- Sản lượng nhận trên lưới điện truyền tải;

- Tổng sản lượng nhận từ các Đơn vị bán buôn điện khác;

- Tổng sản lượng nhận từ các nguồn điện nối lưới điện phân phối;

- Tổng sản lượng từ các nguồn nhập khẩu nối lưới điện phân phối.

b) Trừ đi các thành phần sau:

- Tổng sản lượng giao lên lưới điện truyền tải;

- Tổng sản lượng giao đến các Đơn vị bán buôn điện khác.

Điều 84. Ước tính số liệu đo đếm

1. Trường hợp không thể thu thập được số liệu đo đếm chính xác của ngày D theo quy định tại Điều 81, Điều 82 và Điều 83 Thông tư này cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện ước tính số liệu đo đếm theo quy định về hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng được Bộ Công Thương ban hành.

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

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

Điều 85. Xác nhận sản lượng điện năng theo chỉ số chốt công tơ

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

1. Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của Đơn vị bán buôn điện.

2. Sản lượng điện năng mua trên thị trường điện.

3. Sản lượng chênh lệch giữa chỉ số sản lượng chốt tháng và tổng sản lượng theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

4. Tổng sản lượng thu thập theo từng chu kỳ giao dịch trong tháng.

Chương VII
TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY

Mục 1
TÍNH TOÁN GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN ÁP DỤNG CHO CÁC ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN

Điều 86. Xác định giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện

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

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

b) Thực hiện lập lịch tính giá điện năng thị trường theo phương pháp lập lịch

không ràng buộc theo trình tự như sau:

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

- Sắp xếp các dải công suất trong bản chào giá lập lịch của các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch. Sản lượng thực tế các nhà máy điện năng lượng tái tạo trực tiếp tham gia thị trường điện quy đổi về đầu cực được xác định sau ngày vận hành theo số liệu đo đếm thực tế;

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

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

Điều 87. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện

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

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

Trong đó:

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

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại Điều 86 Thông tư này (đồng/kWh);

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

Điều 88. Xác định giá điện năng thị trường khi can thiệp thị trường điện

Trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện theo quy định tại Điều 71 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không thực hiện tính toán giá điện năng thị trường cho khoảng thời gian thị trường điện bị can thiệp.

Mục 2
GIÁ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ BÁN BUÔN ĐIỆN

Điều 89. Giá điện năng thị trường áp dụng cho các Đơn vị bán buôn điện

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

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, công bố hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i theo công thức sau:

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

Trong đó:

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

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

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

2. Tính toán giá điện năng thị trường áp dụng cho Đơn vị bán buôn điện

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

Trong đó:

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

SMP(i): Giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i được tính toán theo quy định tại Điều 86 Thông tư này (đồng/kWh);

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

Điều 90. Giá công suất thị trường áp dụng cho Đơn vị bán buôn điện

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

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

Trong đó:

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

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

(đồng/kWh);

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 89 Thông tư này.

Điều 91. Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho Đơn vị bán buôn điện

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

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

Trong đó:

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

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

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

Điều 92. Công bố thông tin về giá thị trường điện giao ngay

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

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

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

Chương VIII
THANH TOÁN

Mục 1
THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRỰC TIẾP GIAO DỊCH

Điều 93. Sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

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

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

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

c) Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu). Đối với nhà máy điện có công suất đặt dưới 30MW, điện gió và điện mặt trời không áp dụng Qdu. Đối với nhóm nhà máy thủy điện bậc thang chào giá chung cho cả nhóm, khi nhà máy thủy điện bậc thang trên tham gia điều tần, không áp dụng Qdu đối với nhà máy thủy điện bậc thang dưới;

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

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

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

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

$$Qdd_i = \frac{1}{60} \times \left\{ Pdd_i^0 \times t_i^1 + \sum_{j=1}^{J} \left(Pdd_i^{j-1} + Pdd_i^j\right) \times \frac{t'^j_i - t_i^j}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd_i^j \times dt_i^{j+1} - t'^j_i) + Pdd_i^J \times (\Delta T - t'^J_i) \right\}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

b) Thực hiện quy đổi sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdd_i^j) tính toán theo quy định tại điểm a khoản này về vị trí đo đếm;

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

$$\Delta Q_i = Qmq_i - Qdd_i$$

Trong đó:

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

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

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

Trường hợp không có lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i, Qdd được xác định theo công thức:

$$Qdd_i = Pdd_i^0 \times \frac{\Delta T}{60}$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

Qdd_i: Sản lượng điện năng huy động theo lệnh điều độ tại đầu cực của tổ máy phát điện (kWh);

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

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

+ Trường hợp $|\Delta Qi| \leq \varepsilon$: $Qdui = 0$

+ Trường hợp $|\Delta Qi| > \varepsilon$: $Qdui = Qmqi - k_{qd} \times Qddi$

Trong đó:

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

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

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

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

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

$$Qdu_i = \sum_{g=1}^{G} Qdu_{i,g}$$

Trong đó:

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

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

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

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

e) Công tơ đo đếm đầu cực tổ máy và công tơ lắp tại các vị trí đo đếm tự dùng của tổ máy (nếu có) được ưu tiên sử dụng để xác định sản lượng thực phát đầu cực của tổ máy phát điện để so sánh với việc tuân thủ lệnh điều độ theo hệ thống quản lý lệnh điều độ.

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

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

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

Trường hợp $Qmq_i^j - Qdu_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j \geq 0$:

$$Qbp_i^j = \min\left\{Qmq_i^j - Qdu_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\right\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j \geq Qbb_i^j$ và $Qdu_i^j < 0$:

$$Qbp_i^j = \min\left\{Qmq_i^j - Qbb_i^j, Qgb_i^j\right\}$$

Trường hợp $Qmq_i^j < Qbb_i^j$: $Qbp_i^j = 0$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trường hợp Qdu > 0:

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

Trường hợp Qdu ≤ 0:

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

Trong đó:

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

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

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

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

$$Q^{i}_{dd.dc} = \left\{ Pdd^{0}_{i} \times t^{1}_{i} + \sum_{j=1}^{J} \left(Pdd^{j-1}_{i} + Pdd^{j}_{i}\right) \times \frac{\left(td^{j}_{i} - t^{j}_{i}\right)}{2} + \sum_{j=1}^{J-1} Pdd^{j}_{i} \times \left(t^{j+1}_{i} - t+^{j}_{i}\right) + Pdd^{J}_{i} \times \left(\Delta T - tT^{J}_{i}\right) \right\} \times \frac{1}{60}$$

Trong đó:

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

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

t'^{j}_{i}: Thời điểm tổ máy đạt được mức công suất do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có lệnh điều độ tại thời điểm t^{j}_{i} (phút). Trường hợp tại thời điểm này công suất của tổ máy phát điện thấp hơn công suất của tổ máy được xếp trong lịch tính giá điện năng thị trường trong chu kỳ giao dịch i (P^{lltt}_{i}) thì t'^{j}_{i} được xác định là thời điểm tổ máy đạt mức công suất P^{lltt}_{i};

ΔT: Độ dài thời gian của một chu kỳ giao dịch (phút);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Qsmp_i = Qmq_i - Qbp_i - Qcon_i$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

Điều 94. Điều chỉnh sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

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

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

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

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán điều chỉnh lại các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường trong các chu kỳ giao dịch quy định tại khoản 1 Điều 93 Thông tư này căn cứ các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện (Q_c^i) được xác định theo quy định tại Điều 38 Thông tư này;

b) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường ($Qsmp_i$) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 93 Thông tư này;

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

3. Nguyên tắc điều chỉnh

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

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

Điều 95. Thanh toán điện năng thị trường

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

$$Rsmp_i = Qsmp_i \times SMP_i$$

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

giao dịch i;

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán

khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối, thủy điện nhỏ trong chu kỳ thanh toán theo công thức:

$$Rg = \sum_{i=1}^{I} Rsmp_i = \sum_{i=1}^{I} Qmq_i \times SMP_i$$

Trong đó:

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

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

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

Qmq_i: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện (kWh);

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

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

Điều 96. Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Điều 97. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Căn cứ giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện và gửi cho đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 112 Thông tư này trong chu kỳ thanh toán theo trình tự sau:

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Mục 2

THANH TOÁN ĐIỆN NĂNG ÁP DỤNG CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

Điều 98. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ giao dịch

1. Sản lượng giao nhận đầu nguồn của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều 83 Thông tư này.

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

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán,

công bố tỷ lệ mua điện từ thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện tương ứng của các nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam và được phân bổ cho Đơn vị bán buôn điện:

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

Trong đó:

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

$Q_c(g,M)$: Sản lượng điện hợp đồng tháng M của nhà máy điện g được tính toán theo quy định tại Điều 17, Điều 37 và Điều 38 Thông tư này (kWh);

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

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

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện.

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với nhà máy điện g;

k(i): Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 89 Thông tư này.

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

$C_{m2}(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của

Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g (đồng).

Điều 99. Tính toán khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ thanh toán

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

C_{m1}(l,i): Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện *l* trong chu kỳ giao dịch i từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng, xác định tại điểm a khoản 3 Điều 98 Thông tư này (đồng).

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

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

Trong đó:

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

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

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

TCm2(l,g,M): Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ thanh toán M từ các nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện (đồng);

Cm2 (l,g,i): Tổng khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện (đồng);

UpliftM(g): Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng

cho Đơn vị bán buôn điện của nhà máy điện g trong chu kỳ thanh toán M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán trên cơ sở các số liệu do Đơn vị phát điện cung cấp sau tháng vận hành theo công thức:

$$\text{Uplift}_M(g) = \frac{R_g(M) + R^g_{can}(M) - \sum_{l=1}^{L}\sum_{i=1}^{I} C_{m2}(l,g,i)}{\sum_{l=1}^{L}\sum_{i=1}^{I} Q_{m2}(l,g,i)}$$

Trong đó:

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

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

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

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện;

Rg (M): Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 95 Thông tư này (đồng);

R^g_{can} (M): Tổng doanh thu theo giá công suất trong chu kỳ thanh toán M của nhà máy điện g theo bảng kê thanh toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành được xác định theo quy định tại Điều 96 Thông tư này (đồng);

$Cm_2(l,g,i)$: Khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định tại điểm b khoản 3 Điều 98 Thông tư này (đồng);

Qm_2 (l,g,i): Sản lượng điện năng mua theo giá thị trường của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i từ nhà máy điện g được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 98 Thông tư này (kWh).

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

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

Trong đó:

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

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

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

G: Tổng số nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn

điện;

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

Điều 100. Tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện của Đơn vị bán buôn điện

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

i: Chu kỳ giao dịch thứ i của chu kỳ thanh toán;

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

Rc(i): Khoản thanh toán sai khác trong chu kỳ giao dịch i (đồng).

Mục 3
THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 101. Thanh toán cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, bao gồm:

1. Đối với phần sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số trong chu kỳ giao dịch: Tính toán thanh toán theo quy định tại Điều 95 và Điều 96 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng

với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, cụ thể như sau:

$$R_{dt}(i) = CAN(i) \times Q_{dt}(i)$$

Trong đó:

$R_{dt}(i)$: Khoản thanh toán theo giá công suất CAN cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

CAN(i): Giá công suất thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_{dt}(i)$: Sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của tổ máy trong chu kỳ giao dịch i đã quy đổi về vị trí đo đếm (kWh) và được xác định theo công thức sau:

$$Q_{dt} = Max\{Min([Q_{cb} - Q_{mq}], Q_{dtcb}), 0\}$$

Trong đó:

Q_{dtcb}: Sản lượng tương ứng với công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp công bố cho chu kỳ giao dịch tới của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{cb}: Sản lượng tương ứng với công suất công bố của tổ máy trong bản chào lập lịch của tổ máy được quy đổi về vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Q_{mq}: Sản lượng điện năng đo đếm của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Trường hợp trong chu kỳ giao dịch thực tế, tổ máy không tham gia dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp hoặc tổ máy bị sự cố thì sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong chu kỳ đó bằng không ($Q_{dt} = 0$).

Điều 102. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện (bao gồm vận hành phải phát thường xuyên và nhà máy tuabin khí vận hành chu trình đơn hoặc thiếu nhiên liệu chính phải sử dụng một phần hoặc toàn bộ nhiên liệu phụ theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện), dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ theo Quy định phương pháp xác định và trình tự, thủ tục phê duyệt giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, nội dung chính của hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện được Bộ Công Thương ban hành.

Điều 103. Thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

Các khoản thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02

ngày trực tiếp giao dịch trên thị trường điện được tính toán như sau:

1. Các khoản thanh toán theo thị trường điện: Thực hiện theo các quy định tại khoản 2 và khoản 6 Điều 95 và Điều 96 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện

a) Sản lượng điện hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này được tính toán theo công thức sau:

$$Qc(i) = Qhc(i) \times \alpha$$

Trong đó:

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

α: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy thủy điện có hồ điều tiết dưới 02 ngày do Bộ Công Thương quy định.

Qhc(i): Sản lượng điện hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i (kWh) được xác định như sau:

- Trường hợp $Qdu(i) > 0$, $Qhc(i) = Qm(i) - Qdu(i)$;

- Trường hợp $Qdu(i) \leq 0$, $Qhc(i) = Qm(i)$.

Qm(i): Sản lượng điện năng tại vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

Qdu(i): Sản lượng điện năng phát sai khác so với lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán căn cứ theo sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại điểm a khoản này và theo công thức quy định tại Điều 97 Thông tư này.

Điều 104. Thanh toán cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo trực tiếp tham gia thị trường điện

1. Nhà máy điện năng lượng tái tạo có hợp đồng mua bán điện với khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp lựa chọn bán điện trên thị trường điện giao ngay, thanh toán áp dụng theo quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp được Chính phủ ban hành.

2. Nhà máy điện năng lượng tái tạo không tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp nhưng lựa chọn trực tiếp tham gia thị trường điện, thanh toán các thành phần:

a) Các khoản thanh toán theo thị trường điện: thực hiện theo các quy định tại khoản 7 Điều 95 và Điều 96 Thông tư này.

b) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện dạng sai khác:

Sản lượng điện hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ giao dịch của nhà máy điện này được tính toán theo công thức sau:

$$Qc(i) = Qmq(i) \times \alpha$$

Trong đó:

Qc(i): Sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

α: Tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng cho nhà máy năng lượng tái tạo do Bộ Công Thương quy định.

Qmq(i): Sản lượng điện năng tại vị trí đo đếm trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

c) Khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán căn cứ theo sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại điểm a khoản này và theo công thức quy định tại Điều 97 Thông tư này.

Điều 105. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 2 Điều 83 Thông tư này có sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 1 Điều 83 Thông tư này, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo quy định hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện.

2. Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại khoản 3 Điều 67 Thông tư này hoặc trường hợp sửa chữa, thi công đường dây được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị phát điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động.

3. Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng.

4. Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

5. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

6. Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài, căn cứ theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, việc tham gia thị trường điện trong năm tới và thanh toán cho nhà máy điện này được quy định như sau:

a) Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài thì tách toàn bộ nhà máy điện này tham gia gián tiếp thị trường điện trong năm tới. Toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong năm tới được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

b) Trừ trường hợp quy định tại điểm a khoản này, trường hợp trong năm vận hành nhà máy điện có tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch mà tổ máy có chu kỳ đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

7. Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do bảo đảm cung cấp điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

8. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ, kịp thời thông tin liên quan vận hành của các nhà máy điện BOT, nhà máy điện nhập khẩu, nhà máy cung cấp dịch vụ phụ trợ theo đề nghị của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, nhằm phục vụ công tác thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các đơn vị phát điện. Các thông tin cần cung cấp được quy định chi tiết tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 106. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện

1. Các khoản thanh toán khác cho nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

a) Phần sản lượng chênh lệch giữa sản lượng đo đếm điện năng tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 2 Điều 83 Thông tư này với tổng sản lượng điện năng đo đếm các chu kỳ giao dịch trong tháng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp theo quy định tại khoản 1 Điều 83 Thông tư này, được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện;

b) Tổ máy nhiệt điện bị buộc phải ngừng hoặc phải ngừng một lò hơi để giảm công suất theo quy định tại khoản 3 Điều 67 Thông tư này hoặc trường hợp sửa chữa, thi công đường dây được thanh toán chi phí khởi động theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị phát điện. Đơn vị

vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện này đối với tổ máy do Đơn vị phát điện công bố để Đơn vị mua điện làm căn cứ thanh toán chi phí khởi động;

c) Trường hợp nhà máy có tổ máy phát điện thí nghiệm thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong các chu kỳ chạy thí nghiệm. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thí nghiệm được thanh toán theo thỏa thuận tại các hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện tương ứng với cấu hình tổ máy và loại nhiên liệu sử dụng;

d) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện thực hiện thử nghiệm hệ thống AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì tách toàn bộ nhà máy điện này ra ngoài thị trường điện, toàn bộ sản lượng điện năng phát của nhà máy lên lưới trong các chu kỳ có thử nghiệm được thanh toán theo hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện. Trước ngày 01 tháng 12 năm N-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và công bố danh sách các tổ máy phát điện dự kiến thực hiện thử nghiệm hệ thống AGC trong năm N cho các thành viên tham gia thị trường điện;

đ) Các khoản thuế, phí thanh toán cho nhà máy điện có hợp đồng trực tiếp với các Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ thanh toán tháng M (thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền sử dụng khu vực biển để nhận chìm chất nạo vét, tiền thuê đất, các khoản thuế phí khác nếu có);

e) Trường hợp tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện, thì tách toàn bộ nhà máy đó ra ngoài thị trường điện trong khoảng thời gian phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện;

g) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách lưới phát độc lập theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong các chu kỳ giao dịch có liên quan được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện;

h) Trường hợp nhà máy điện có tổ máy phát điện tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài, căn cứ theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, việc tham gia thị trường điện trong năm tới và thanh toán cho nhà máy điện này được quy định như sau:

- Nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài thì tách toàn bộ nhà máy điện này tham gia gián tiếp thị trường điện trong năm tới. Toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy

điện trong năm tới được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện;

- Trừ trường hợp quy định tại điểm a khoản này, trường hợp trong năm vận hành nhà máy điện có tổ máy phát điện đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài, toàn bộ sản lượng phát điện của nhà máy điện trong ngày giao dịch mà tổ máy có chu kỳ đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài được thanh toán theo giá điện trong hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện.

i) Trường hợp tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do bảo đảm cung cấp điện, toàn bộ sản lượng phát của nhà máy lên lưới trong khoảng thời gian này được thanh toán theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện.

2. Các khoản thanh toán khác quy định tại điểm a, điểm b và đ khoản 1 Điều này được phân bổ cho các Đơn vị bán buôn điện theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong chu kỳ thanh toán do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố và được xác định theo công thức sau:

$$R_{kh}(l, g, M) = R_{kh}(g, M) \times \frac{Q(l, M)}{\sum_{l=1}^{L} Q(l, M)}$$

Trong đó:

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện;

$R_{kh}(l,g,M)$: Khoản thanh toán khác phân bổ cho Đơn vị bán buôn điện l từ nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp trong chu kỳ thanh toán tháng M được thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên (đồng);

$R_{kh}(g,M)$: Tổng các khoản thanh toán khác quy định tại khoản 1 Điều này của các nhà máy điện g ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ thanh toán tháng M (đồng);

Q(l,M): Sản lượng điện năng giao nhận của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ thanh toán tháng M (kWh).

3. Các khoản thanh toán khác quy định tại điểm c, điểm d khoản 1 Điều này được phân bổ cho các Đơn vị bán buôn điện theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận trong chu kỳ giao dịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố và được xác định theo công thức sau:

$$R_{kh}(l, g, i) = R_{kh}(g, i) \times \frac{Q(l, i)}{\sum_{l=1}^{L} Q(l, i)}$$

Trong đó:

L: Tổng số Đơn vị bán buôn điện;

i: Chu kỳ giao dịch thuộc khoảng thời gian mà nhà máy g có sự kiện quy định tại điểm c, điểm d khoản 1 Điều này;

$R_{kh}(l, g, i)$: Khoản thanh toán khác tại điểm c, điểm d khoản 1 Điều này được phân bổ cho Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ giao dịch i (đồng);

$Q(l, i)$: Sản lượng điện năng giao nhận của Đơn vị bán buôn điện l trong chu kỳ thanh toán i (kWh).

Điều 107. Thanh toán khi can thiệp thị trường điện

1. Trường hợp có phát sinh tình huống can thiệp thị trường điện được quy định tại Điều 71 Thông tư này, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

2. Trường hợp có phát sinh tình huống điều chỉnh biểu đồ các nhà máy để bảo đảm cung cấp điện được quy định tại khoản 2 Điều 71 Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị mua điện, Đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán thanh toán và thực hiện thanh toán theo quy định tại Điều 95, Điều 96 và Điều 97 Thông tư này.

Điều 108. Thanh toán khi tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

Trong thời gian tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay, đơn vị mua điện có trách nhiệm thanh toán cho đơn vị phát điện có hợp đồng trực tiếp theo thỏa thuận tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận sự kiện liên quan để đơn vị phát điện có căn cứ hoàn chỉnh hồ sơ thanh toán gửi đơn vị mua điện.

Mục 4

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 109. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện.

Điều 110. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

1. Trước 16h00 ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày giao dịch D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 14 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi cho các đơn vị mua điện bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay

của ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 14 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Trước 12h00 ngày D+6, đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch và đơn vị mua điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện theo quy định trên trang thông tin điện tử thị trường điện; thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các sai sót trong bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có).

2. Trước 16h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua trang thông tin điện tử thị trường điện theo Biểu mẫu 14 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phát hành bảng kê thanh toán ngày và đưa vào hồ sơ phục vụ công tác thanh toán cho chu kỳ thanh toán.

Điều 111. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp các số liệu thanh toán cho các ngày giao dịch trong chu kỳ thanh toán và kiểm tra, đối chiếu với biên bản tổng hợp sản lượng điện năng do đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp.

2. Trong thời hạn 10 ngày làm việc tính từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố:

a) Biên bản chốt sản lượng chênh lệch giữa tổng sản lượng trong từng chu kỳ giao dịch và sản lượng chốt cho chu kỳ thanh toán;

b) Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của từng Đơn vị bán buôn điện và tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của Đơn vị bán buôn điện tính toán theo quy định tại khoản 2 Điều 106 Thông tư này.

3. Trong thời hạn 13 ngày làm việc tính từ ngày giao dịch cuối cùng của chu kỳ thanh toán, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện của chu kỳ thanh toán cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

4. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán bao gồm bảng tổng hợp theo các Biểu mẫu 14 và Biểu mẫu 15 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này và biên bản xác nhận chỉ số công tơ và sản lượng điện năng.

3. Hình thức xác nhận bảng kê thanh toán và sự kiện thị trường điện: Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để phục vụ công tác xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện. Trường hợp chữ ký số bị sự cố, đơn vị mua điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận, phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện và xác nhận các sự kiện thị trường điện trực tiếp và xác nhận

lại sau khi sự cố được khắc phục.

Điều 112. Hồ sơ thanh toán

1. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán thị trường điện cho đơn vị mua điện căn cứ trên bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán.

2. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi chứng từ thanh toán hợp đồng sai khác cho đơn vị mua điện theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

3. Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch lập và gửi hóa đơn thanh toán cho đơn vị mua điện theo thỏa thuận tại Hợp đồng mua bán điện. Hóa đơn thanh toán bao gồm các khoản thanh toán thị trường điện và thanh toán hợp đồng sai khác trong chu kỳ thanh toán.

Điều 113. Hồ sơ thanh toán cho hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ và các khoản thanh toán khác

Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập hồ sơ thanh toán dịch vụ phụ trợ và các khoản thanh toán khác theo hợp đồng đã ký kết giữa đơn vị phát điện và đơn vị mua điện.

Điều 114. Hiệu chỉnh hóa đơn

1. Trường hợp hóa đơn có sai sót, đơn vị phát điện hoặc đơn vị mua điện có quyền đề nghị xử lý theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và các quy định có liên quan trong thời hạn 01 tháng tính từ ngày phát hành. Các bên liên quan có trách nhiệm phối hợp xác định và thống nhất các khoản thanh toán hiệu chỉnh.

2. Đơn vị phát điện có trách nhiệm bổ sung khoản thanh toán hiệu chỉnh vào hóa đơn của chu kỳ thanh toán tiếp theo.

Điều 115. Thanh toán

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm thực hiện thanh toán theo hóa đơn của đơn vị phát điện, thời hạn thanh toán căn cứ theo quy định tại hợp đồng mua bán điện ký kết giữa hai bên.

2. Đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có trách nhiệm thống nhất phương thức thanh toán trong thị trường điện phù hợp với quy định tại Thông tư này và các quy định có liên quan.

3. Đến ngày 20 hằng tháng, trường hợp đơn vị phát điện chưa nhận được Bảng kê thanh toán thị trường điện mà nguyên nhân không phải từ đơn vị phát điện, đơn vị phát điện có quyền lập, gửi hồ sơ tạm và hóa đơn thanh toán căn cứ theo sản lượng điện phát và giá điện trong hợp đồng mua bán điện đã ký. Sau khi bảng kê thanh toán thị trường điện được phát hành, phần chênh lệch giữa giá trị tạm thanh toán và giá trị quyết toán được bù trừ vào tháng kế tiếp.

4. Trường hợp Đơn vị mua điện chậm thanh toán khi đến hạn thanh toán, áp

dụng tính lãi cho khoản tiền điện chậm trả theo mức lãi suất do hai bên thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

Điều 116. Xử lý các sai sót trong thanh toán

Trường hợp có thanh toán thừa hoặc thiếu so với hóa đơn, các đơn vị liên quan xử lý các sai sót này theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện hoặc hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ đã ký kết.

Điều 117. Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị bán buôn điện

Thanh toán hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

1. Khoản thanh toán thị trường điện giao ngay giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với Đơn vị bán buôn điện đối với các nhà máy điện phân bổ hợp đồng được quy định tại khoản 1 Điều 99 Thông tư này.

2. Khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với Đơn vị bán buôn điện đối với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng tính toán theo quy định tại Điều 100 Thông tư này.

3. Khoản thanh toán theo giá bán buôn điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho Đơn vị bán buôn điện đối với phần sản lượng giao nhận đầu nguồn còn lại sau khi đã trừ phần sản lượng thanh toán theo quy định tại Điều 98, điểm c khoản 1 Điều 106, Điều 107 và Điều 108 Thông tư này.

4. Các khoản thanh toán khác theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện.

Chương IX
HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ THÔNG TIN PHỤC VỤ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 118. Phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Các phần mềm cho hoạt động của thị trường điện bao gồm:

a) Phần mềm mô phỏng thị trường;

b) Phần mềm tính toán giá trị nước;

c) Phần mềm lập lịch huy động;

d) Phần mềm phục vụ tính toán thanh toán;

đ) Các phần mềm khác phục vụ hoạt động thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phát triển và vận hành các phần mềm phục vụ thị trường điện.

Điều 119. Yêu cầu đối với phần mềm cho hoạt động của thị trường điện

1. Bảo đảm 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 120. 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 121. Kiểm toán phần mềm

1. Các phần mềm phục vụ thị trường phải được kiểm toán trong các trường hợp sau:

a) Trước khi thị trường điện chính thức vận hành;

b) Trước khi đưa phần mềm mới vào sử dụng;

c) Sau khi hiệu chỉnh, nâng cấp có ảnh hưởng đến việc tính toán;

d) Kiểm toán định kỳ.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập có năng lực để thực hiện kiểm toán, báo cáo Cục Điện lực trước khi thực hiện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố kết quả kiểm toán cho các thành viên tham gia thị trường điện.

Điều 122. Cấu trúc hệ thống thông tin thị trường điện

Hệ thống thông tin thị trường điện bao gồm các thành phần cơ bản sau:

1. Hệ thống phần cứng và phần mềm phục vụ quản lý, trao đổi và bảo mật thông tin thị trường điện.

2. Hệ thống cơ sở dữ liệu và lưu trữ.

3. Cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện, bao gồm cả trang thông tin điện tử nội bộ và trang thông tin điện tử công cộng.

Điều 123. Quản lý và vận hành hệ thống thông tin thị trường điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm quản lý và vận hành Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Các thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm đầu tư các trang thiết bị trong phạm vi quản lý đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định, bảo đảm việc kết nối với Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm phát triển, quản lý và vận hành mạng đường truyền kết nối giữa Hệ thống thông tin thị trường điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với các thiết bị của các thành viên tham gia thị trường điện.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chỉ được vận hành hoặc thay đổi Hệ thống thông tin thị trường điện hiện có sau khi đã nghiệm thu hoàn chỉnh và được Cục Điện lực thông qua.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trang bị thiết bị dự phòng cho hệ thống thông tin thị trường điện để bảo đảm có thể thu thập, truyền và công bố thông tin thị trường trong trường hợp Hệ thống thông tin thị trường điện chính bị sự cố hoặc không thể vận hành.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng, quản lý hệ thống bảo mật thông tin bảo đảm an toàn, bảo mật các thông tin thị trường điện.

Điều 124. Cung cấp và công bố thông tin thị trường điện

1. Đơn vị phát điện, Đơn vị bán buôn điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các thông tin, số liệu phục vụ tính toán phân bổ sản lượng hợp đồng, dự báo phụ tải năm, lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và tính toán thanh toán theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp và công bố thông tin, số liệu và các báo cáo vận hành thị trường điện cho các thành viên tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này qua cổng thông tin điện tử của Hệ thống thông tin thị trường điện.

3. Mức độ phân quyền truy cập thông tin được xác định theo chức năng của các đơn vị và được quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố công khai trên trang thông tin điện tử công cộng các thông tin sau:

a) Thông tin về các thành viên tham gia thị trường điện;

b) Dữ liệu về phụ tải của từng miền và hệ thống;

c) Số liệu công suất phát của từng loại hình công nghệ phát điện và toàn hệ thống điện;

d) Số liệu thống kê về giá thị trường;

đ) Các thông tin khác được quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 125. Trách nhiệm bảo đảm tính chính xác của thông tin thị trường điện

1. Thành viên tham gia thị trường có trách nhiệm bảo đảm 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 126. 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 127. Các trường hợp miễn trừ bảo mật thông tin

1. Cung cấp thông tin theo yêu cầu của Cục 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 126 Thông tư này.

Điều 128. Lưu trữ thông tin thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lưu lại toàn bộ hoạt động trao đổi thông tin được thực hiện qua Hệ thống thông tin thị trường điện. Thời hạn lưu trữ thông tin ít nhất là 05 năm.

Chương X
GIÁM SÁT VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 129. Trách nhiệm thực hiện giám sát thị trường điện

1. Cục Điện lực có trách nhiệm thực hiện giám sát thường xuyên, định kỳ công tác vận hành thị trường điện thông qua tổng hợp, đánh giá kết quả vận hành căn cứ trên các dữ liệu thu thập và kiểm tra thực tế tại các thành viên tham gia thị trường điện. Nội dung giám sát thị trường điện bao gồm:

a) Kết quả vận hành thị trường điện;

b) Đánh giá tuân thủ quy định thị trường điện của các đơn vị thành viên tham gia thị trường điện.

2. Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Cục Điện lực trong giám sát thị trường điện; phát hiện và báo cáo Cục Điện lực các vấn đề phát sinh, các hành vi có dấu hiệu vi phạm trong quá trình vận hành thị trường điện.

Điều 130. Công bố thông tin vận hành thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm định kỳ công bố thông tin vận hành thị trường điện theo quy định trong Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này với thời gian biểu cụ thể như sau:

1. Trước 15h00 hằng ngày, công bố báo cáo vận hành thị trường điện ngày hôm trước.

2. Trước 16h00 thứ Ba hằng tuần, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tuần trước.

3. Trước ngày 20 hằng tháng, công bố báo cáo vận hành thị trường điện tháng trước.

4. Trước ngày 31 tháng 01 hằng năm, công bố báo cáo vận hành thị trường điện năm trước.

Điều 131. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

1. Cung cấp dữ liệu phục vụ giám sát vận hành thị trường điện

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp cho Cục Điện lực các thông tin, dữ liệu về vận hành thị trường điện, bao gồm:

- Các số liệu, kết quả tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng, tuần;

- Các số liệu, kết quả vận hành thị trường điện ngày tới, chu kỳ tới, thời gian thực và tính toán thanh toán;

- Các thông tin, số liệu cần thiết khác theo yêu cầu của Cục Điện lực để giám sát thị trường điện.

b) Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin, số liệu liên quan đến hoạt động của đơn vị đó trên thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điện lực để giám sát thị trường điện.

2. Phương thức cung cấp số liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp thông tin cho Cục Điện lực theo các phương thức sau:

- Tự động đồng bộ hóa trực tuyến giữa Cơ sở dữ liệu thị trường điện tại Đơn

vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với Cơ sở dữ liệu giám sát thị trường điện tại Cục Điện lực. Danh mục các thông tin, dữ liệu thị trường điện đồng bộ hóa do Cục Điện lực quy định;

- Trường hợp chưa áp dụng được phương thức cung cấp dữ liệu theo quy định tại điểm a khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi các file số liệu thị trường điện theo định dạng, biểu mẫu và theo thời gian biểu do Cục Điện lực quy định.

b) Thành viên tham gia thị trường điện cung cấp thông tin, dữ liệu dưới dạng văn bản hoặc file số liệu theo biểu mẫu khi Cục Điện lực yêu cầu.

3. Bảo đảm chất lượng dữ liệu

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm bảo đảm chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cục Điện lực bao gồm các báo cáo hằng ngày, báo cáo hằng tuần và nội dung của cơ sở dữ liệu thị trường điện;

b) Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm bảo đảm chất lượng dữ liệu cung cấp cho Cục Điện lực phục vụ điều tra và có xác nhận bảo đảm chính xác của đơn vị cấp dữ liệu.

Điều 132. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện

1. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện hằng tháng của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện tháng M;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 01 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Gửi qua hệ thống thư điện tử;

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 20 tháng M+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện tháng M;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hằng tháng.

2. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 02 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo

bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống văn phòng điện tử (E-office);

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hằng năm.

3. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 03 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hằng năm.

4. Chế độ báo cáo vận hành thị trường điện năm của Đơn vị mua điện

a) Tên báo cáo: Báo cáo vận hành thị trường điện năm N;

b) Nội dung báo cáo: Theo Biểu mẫu 04 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này;

c) Đối tượng báo cáo: Các đơn vị mua điện tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh;

d) Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điện lực;

đ) Phương thức gửi báo cáo: Báo cáo được gửi đến cơ quan nhận báo cáo bằng một trong các phương thức sau:

- Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Gửi qua dịch vụ bưu chính.

e) Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 01 tháng 3 năm N+1 gửi báo cáo về vận hành thị trường điện năm N;

g) Tần suất gửi báo cáo: Hằng năm.

5. Báo cáo đột xuất

a) Báo cáo đột xuất khi phát sinh can thiệp thị trường điện

- Tên báo cáo: Báo cáo về tình hình can thiệp thị trường điện.

- Nội dung báo cáo phát sinh can thiệp thị trường điện: Báo cáo chi tiết về sự kiện can thiệp thị trường điện (thời gian, nguyên nhân phát sinh, các biện pháp can thiệp, đánh giá ảnh hưởng...);

- Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Cơ quan nhận báo cáo: Cục Điện lực;

- Phương thức gửi báo cáo: Gửi qua hệ thống thư điện tử;

- Thời hạn gửi báo cáo: 24 giờ kể từ thời điểm can thiệp thị trường điện.

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm báo cáo đột xuất về vận hành thị trường điện theo yêu cầu của Cục Điện lực.

Điều 133. Kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện

1. Kiểm toán định kỳ

Trước ngày 31 tháng 3 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức thực hiện và hoàn thành việc kiểm toán số liệu và tuân thủ thị trường điện của năm trước. Nội dung kiểm toán hằng năm về số liệu, quá trình thực hiện tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong thị trường điện bao gồm:

a) Số liệu cho tính toán trong thị trường điện;

b) Các bước thực hiện tính toán;

c) Kết quả tính toán;

d) Tuân thủ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đối với các trình tự quy định tại Thông tư này.

2. Kiểm toán đột xuất

Cục Điện lực có quyền yêu cầu Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổ chức thực hiện kiểm toán đột xuất theo các nội dung và phạm vi kiểm toán cụ thể trong các trường hợp sau:

a) Khi phát hiện dấu hiệu bất thường trong vận hành thị trường điện;

b) Theo đề nghị bằng văn bản của thành viên tham gia thị trường điện trong đó nêu rõ nội dung và lý do hợp lý để yêu cầu kiểm toán đột xuất.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm đề xuất đơn vị kiểm toán độc lập đủ năng lực thực hiện các nội dung kiểm toán thị trường

điện trình Cục Điện lực thông qua.

4. Đơn vị thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm hợp tác trong quá trình thực hiện kiểm toán thị trường điện.

5. Chi phí kiểm toán

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chi trả trong các trường hợp kiểm toán quy định tại khoản 1 và điểm a khoản 2 Điều này;

b) Đơn vị đề nghị kiểm toán chi trả trong trường hợp kiểm toán quy định tại điểm b khoản 2 Điều này.

6. Trong thời hạn 10 ngày tính từ ngày nhận được báo cáo kiểm toán do đơn vị kiểm toán gửi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi báo cáo kiểm toán cho Cục Điện lực và các đơn vị liên quan.

Chương XI
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 134. Trách nhiệm của Cục Điện lực

1. Phổ biến, kiểm tra và giám sát việc thực hiện Thông tư này.

2. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn thực hiện hợp đồng mua bán điện đối với hợp đồng mua bán điện đã ký kết hoặc đang trong quá trình thực hiện đàm phán trước ngày Thông tư này có hiệu lực thi hành.

3. Ban hành hoặc trình Lãnh đạo Bộ ban hành văn bản hướng dẫn các nội dung mới phát sinh, vướng mắc trong quá trình thực hiện.

Điều 135. Trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Đầu tư, xây dựng, lắp đặt và nâng cấp Hệ thống thông tin thị trường điện và các phần mềm phục vụ thị trường điện phù hợp với yêu cầu quy định tại Thông tư này.

2. Ban hành quy định cụ thể về nhiệm vụ, quyền hạn, tiêu chuẩn, chế độ và quan hệ công tác của chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện của đơn vị phù hợp với các quy định tại Điều 136, Điều 137, Điều 138 và Điều 139 Thông tư này; tổ chức đào tạo, kiểm tra và công nhận chức danh này để tham gia công tác điều hành giao dịch thị trường điện.

3. Hướng dẫn các thành viên tham gia thị trường điện về trình tự, thủ tục đăng ký tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và nâng cấp Trang thông tin điện tử thị trường điện để các đơn vị phát điện nộp hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện theo hình thức trực tuyến.

4. Chịu trách nhiệm tổng hợp các thông tin do các đơn vị cung cấp để đưa vào mô hình mô phỏng thị trường điện, kết quả tính toán đầu ra và các thông tin công bố trên cổng thông tin điện tử phục vụ thị trường điện bảo đảm chính xác, tin cậy và có cơ sở thực tiễn theo quy định của Thông tư này.

5. Xây dựng cơ sở dữ liệu, cung cấp và đồng bộ các dữ liệu vận hành giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Cục Điện lực để phục vụ công tác giám sát, đánh giá vận hành hệ thống điện và thị trường điện của Cục Điện lực.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thực hiện trang bị các công cụ, số liệu cần thiết để phục vụ công tác lập kế hoạch vận hành, lập lịch huy động và vận hành thời gian thực như: số liệu thời tiết, khí tượng, thủy văn dự báo sản lượng thủy điện theo nước về, dự báo năng lượng tái tạo (công suất, sản lượng và các yếu tố khí tượng liên quan); số liệu tính toán mô phỏng ước lượng bức xạ thời gian thực (từ các nguồn như ảnh mây vệ tinh...) phục vụ giám sát công suất điện mặt trời mái nhà.

Điều 136. Nhiệm vụ, quyền hạn của Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện

1. Nhiệm vụ

a) Bảo đảm công tác điều hành thị trường điện công bằng, minh bạch, tuân thủ các quy định về vận hành hệ thống điện và thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành;

b) Dự báo nhu cầu phụ tải điện phục vụ lập kế hoạch vận hành thị trường điện, lập lịch huy động nguồn điện ngày tới, trong ngày, chu kỳ giao dịch tới tuân thủ theo các quy định về vận hành hệ thống điện và thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành;

c) Lập kế hoạch vận hành vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới, lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới, lịch huy động nguồn điện ngày tới, trong ngày, chu kỳ giao dịch tới (bao gồm các đơn vị trực tiếp giao dịch và các đơn vị gián tiếp giao dịch) theo quy định tại Thông tư này;

d) Thông báo dự báo nhu cầu sử dụng khí cho các đơn vị phát điện và đơn vị cung cấp nhiên liệu trong lập kế hoạch vận hành tuần tới, lập lịch huy động ngày tới, trong ngày và chu kỳ giao dịch tới;

đ) Công bố thông tin huy động ngày tới, trong ngày, chu kỳ giao dịch tới trên trang thông tin điện tử hệ thống điện và thị trường điện theo đúng quy định;

e) Tính toán, đánh giá công suất khả dụng nguồn điện hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền và phối hợp với các đơn vị liên quan thực hiện các giải pháp nhằm bảo đảm cân bằng cung cầu và cung cấp điện;

g) Tính toán thanh toán cho các đơn vị tham gia thị trường điện theo quy định tại Thông tư này;

h) Các nhiệm vụ khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định cụ thể, bảo đảm phù hợp với quy định tại Thông tư này và các quy định pháp luật khác có liên quan.

2. Quyền hạn

a) Yêu cầu Đơn vị quản lý vận hành và các đơn vị có liên quan cung cấp các thông tin phục vụ công tác vận hành hệ thống điện và điều hành thị trường điện theo quy định tại Thông tư này và các quy định pháp luật khác có liên quan;

b) Phối hợp với điều độ viên quốc gia, kỹ sư trực ca năng lượng tái tạo, điều độ viên miền cập nhật các thông tin vận hành trong thời gian thực phục vụ công tác lập lịch huy động nguồn điện;

c) Kiến nghị với lãnh đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xem xét, thay đổi phương thức vận hành khi hệ thống điện quốc gia có sự cố hoặc khi nhận thấy phương thức vận hành hiện tại chưa phù hợp; việc thay đổi phương thức vận hành phải bảo đảm tuân thủ các quy định liên quan, không ảnh hưởng đến vận hành và cung cấp điện an toàn, ổn định, tin cậy của hệ thống điện và thị trường điện;

d) Các quyền hạn khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định cụ thể, bảo đảm phù hợp với quy định tại Thông tư này và các quy định pháp luật khác có liên quan.

Điều 137. Quy định về đào tạo chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện

1. Quy định về tuyển dụng, đào tạo chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức tuyển dụng và đào tạo nguồn nhân lực phục vụ công tác điều hành thị trường điện. Người được cử đi đào tạo phải đáp ứng đầy đủ các điều kiện theo các quy định tại Điều 138 Thông tư này và các điều kiện khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định phù hợp với vị trí và công việc được giao thực hiện sau đào tạo;

b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức đào tạo, bồi dưỡng, tập huấn nâng cao trình độ cho chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện quy định cụ thể thời gian và nội dung đào tạo.

2. Sau khi thực hiện đào tạo đầy đủ nội dung và thời gian theo quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức kiểm tra và cấp Chứng nhận vận hành cho Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện theo mẫu tại Quy định về tiêu chuẩn, chế độ công tác của chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện.

3. Sau khi công nhận chức danh cho người được cử đi đào tạo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo chức danh mới của Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện cho các đơn vị có liên quan.

Điều 138. Điều kiện đối với người được cử đi đào tạo chức danh Kỹ sư Điều hành giao dịch Thị trường điện

1. Có quốc tịch Việt Nam và cư trú tại Việt Nam.

2. Tốt nghiệp đại học hệ chính quy đạt loại khá trở lên, có chuyên ngành phù hợp theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Có lý lịch rõ ràng, không đang trong thời gian bị truy cứu trách nhiệm hình sự hoặc đang thi hành án hình sự hoặc đang bị xử lý kỷ luật lao động.

4. Tuổi đời không quá 30 tuổi đối với trường hợp tuyển dụng mới hoặc tuổi đời không quá 40 tuổi đối với các trường hợp khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định cụ thể.

5. Đáp ứng trình độ ngoại ngữ và tin học theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

6. Có đủ sức khỏe để làm việc theo chế độ ca kíp.

7. Đáp ứng các điều kiện khác do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định trong từng giai đoạn cụ thể.

Điều 139. Chế độ, quan hệ công tác trong vận hành hệ thống điện và điều hành thị trường điện

1. Chế độ công tác:

a) Việc phân công và tổ chức ca trực điều hành thị trường điện và công tác tính toán lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện phải bảo đảm duy trì liên tục, an toàn và hiệu quả công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện, tuân thủ các quy định về vận hành hệ thống điện và thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành;

b) Tùy theo các cấp độ phát triển, thiết kế, cơ sở hạ tầng thị trường điện và công tác tính toán lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định cụ thể số lượng Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện trong mỗi ca trực và thực hiện công tác tính toán lập kế hoạch vận hành nhưng không ít hơn 02 người;

c) Trong một ca trực vận hành, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phân công 01 Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện có nhiệm vụ giám sát các kỹ sư còn lại trong ca trực;

d) Chế độ lương, thưởng, thù lao, phụ cấp của Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện được xếp theo từng bậc trong vị trí chức danh vận hành cao nhất tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Quan hệ giữa lãnh đạo Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện

a) Lãnh đạo phụ trách trực tiếp công tác vận hành thị trường điện tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền chỉ đạo cho Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện thực hiện các công việc liên quan trong quá trình điều hành thị trường điện nhưng không được trái với quy định tại Thông tư này và các quy trình, quy định liên quan khác;

b) Khi chỉ đạo của Lãnh đạo phụ trách trực tiếp công tác vận hành thị trường điện trái với quy định tại Thông tư này và các quy trình, quy định liên quan khác thì Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện có quyền không thi hành trừ trường hợp nguy hiểm đến tính mạng con người hoặc an toàn thiết bị. Sau khi thực hiện chỉ đạo của lãnh đạo, Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện cần ghi chép đầy đủ thông tin chỉ đạo vào nhật ký vận hành và sổ giao nhận ca;

c) Khi có đầy đủ lý do cho thấy Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện không đủ năng lực vận hành thì Lãnh đạo phụ trách trực tiếp công tác vận hành thị trường điện có quyền đình chỉ tạm thời công tác của Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện trong ca trực đó và chỉ định Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện khác thay thế. Kỹ sư Điều hành giao dịch thị trường điện bị đình chỉ công tác chỉ được phép rời vị trí công tác khi đã bàn giao đầy đủ tình hình với người thay thế.

Điều 140. Trách nhiệm của các đơn vị liên quan

1. Thành viên tham gia thị trường điện có trách nhiệm hoàn thiện các trang thiết bị thông tin phù hợp với Hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện tham gia thị trường điện có trách nhiệm ký hợp đồng mua bán điện theo Quy định phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; nội dung chính của hợp đồng mua bán điện được Bộ Công Thương ban hành.

3. Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp có trách nhiệm tuân thủ quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

4. Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu về bao tiêu quy định tại điểm a khoản 78 Điều 3 Thông tư này.

5. Đơn vị phát điện, đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện số liệu về khả năng cung cấp nhiên liệu, ràng buộc về bao tiêu, ràng buộc kỹ thuật của hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp để phục vụ tính toán sản lượng điện năng bao tiêu quy định tại khoản 78 Điều 3 Thông tư này căn cứ trên suất tiêu hao nhiên liệu được quy định tại hợp đồng mua bán điện.

Điều 141. Điều khoản chuyển tiếp

1. Kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2026 đã được Bộ Công Thương phê duyệt và kế hoạch vận hành thị trường điện tháng trong năm 2026 đã được Cục Điện lực phê duyệt trước ngày Thông tư này có hiệu lực được tiếp tục áp dụng. Trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đánh giá thấy cần thiết tính toán, cập nhật lại Kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2026 theo quy định tại Thông tư này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có

trách nhiệm báo cáo Bộ Công Thương để xem xét, quyết định.

2. Đối với các đơn vị bán buôn điện đang tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh thì tiếp tục tham gia theo các quy định tại Thông tư này.

Điều 142. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 20 tháng 7 năm 2026.

2. Khoản 2 Điều 1 và khoản 51 Điều 3 Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký ban hành Thông tư này.

3. Bãi bỏ Thông tư số 16/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh và Thông tư số 36/2025/TT-BCT ngày 03 tháng 6 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 16/2025/TT-BCT ngày 01 tháng 02 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

4. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để hướng dẫn thực hiện hoặc xem xét sửa đổi, bổ sung cho phù hợp./.

Nơi nhận:
- Văn phòng Tổng bí thư;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Văn phòng Quốc hội;
- Văn phòng Chính phủ;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Viện Kiểm sát nhân dân tối cao;
- Toà án nhân dân tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Uỷ ban Trung ương Mặt trận Tổ quốc Việt Nam;
- Uỷ ban nhân dân, Hội đồng nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương;
- Cục Kiểm tra văn bản quy phạm pháp luật và Quản lý xử lý vi phạm hành chính và theo dõi thi hành pháp luật, Bộ Tư pháp;
- Các Lãnh đạo Bộ;
- Các đơn vị thuộc Bộ Công Thương;
- Sở Công Thương các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương;
- Cổng thông tin điện tử Chính phủ;
- Cổng thông tin điện tử Bộ Công Thương;
- Công báo;
- Lưu: VT, ĐL (TTĐ&HTĐ).

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Nguyễn Hoàng Long

Phụ lục I
QUY TRÌNH LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 29/2026/TT-BCT ngày 02 tháng 6 năm 2026 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

Chương I
CÁC QUY ĐỊNH CHUNG VÀ SỐ LIỆU ĐẦU VÀO PHỤC VỤ LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 1. Hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện

Hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng và tuần tới là một hoặc nhiều phần mềm có các chức năng sau:

1. Tính toán giá trị nước theo quy định tại Điều 19 Phụ lục này.
2. Mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này.
3. Phân loại tổ máy, tính toán giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện.
4. Lựa chọn giá trần thị trường điện.
5. Tính toán lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất.
6. Tính toán giá công suất thị trường.
7. Tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng, sản lượng điện hợp đồng tháng và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.
8. Tính toán tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn.
9. Các chức năng cần thiết khác.

Điều 2. Số liệu đầu vào

Số liệu đầu vào được sử dụng tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện và tính toán giá trị nước bao gồm:

1. Phụ tải hệ thống điện.
2. Thông số thủy văn.
3. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa.
4. Thông số nhà máy thủy điện.
5. Thông số nhà máy nhiệt điện.
6. Nhiên liệu.
7. Giới hạn truyền tải.
8. Tiến độ công trình mới.
9. Kế hoạch xuất, nhập khẩu điện.
10. Dịch vụ phụ trợ.
11. Các số liệu hợp đồng mua bán điện bao gồm yêu cầu về bao tiêu (nếu có).

12. Phương thức giao nhận điện năng.

13. Các số liệu chung của thị trường.

Điều 3. Phụ tải hệ thống điện

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm dự báo phụ tải hệ thống điện theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Thông tư quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Trường hợp có nhiều phương án, kịch bản dự báo nhu cầu phụ tải điện trong báo cáo tính toán kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lựa chọn một phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện để lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo một trong các phương án sau đây:

a) Phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện có tỷ lệ tăng trưởng cao hơn và gần nhất so với tốc độ tăng trưởng phụ tải bình quân 03 năm gần nhất. Khi xác định tốc độ tăng trưởng phụ tải bình quân 03 năm được phép loại trừ các năm có biến động bất thường do ảnh hưởng của các sự kiện bất khả kháng (thiên tai, dịch bệnh,...).

b) Phương án dự báo nhu cầu phụ tải điện trên cơ sở tổng hợp dự báo từ các Tổng công ty Điện lực, có xét đến tác động của các loại hình nguồn điện phân tán như thủy điện nhỏ, điện mặt trời mái nhà, sản lượng điện mua bán qua cơ chế mua bán điện trực tiếp.

Điều 4. Thủy văn

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tất cả chuỗi số liệu thống kê lưu lượng nước về hồ thủy điện từng tuần trong quá khứ của các nhà máy thủy điện dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch theo quy định tại Biểu mẫu 05 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chuỗi số liệu thống kê lưu lượng nước về hồ thủy điện trong quá khứ theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật các yêu cầu về ràng buộc mực nước, lưu lượng chạy máy tối thiểu, lưu lượng xả không qua chạy máy phải đảm bảo trong các giai đoạn vận hành của các hồ chứa thủy điện theo các quy trình vận hành liên hồ chứa, quy trình vận hành hồ chứa được cấp có thẩm quyền phê duyệt.

4. Căn cứ chuỗi số liệu thống kê do các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán chuỗi lưu lượng nước về theo các phương pháp quy định tại khoản 5, khoản 6 và khoản 7 Điều này.

5. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch năm bao

gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong năm tới theo phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác để so sánh, kiểm tra theo yêu cầu của Cục Điện lực;

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

6. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch tháng bao gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong 52 tuần tới bắt đầu từ tuần đầu tiên của tháng tới theo các phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác để so sánh, kiểm tra;

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

7. Số liệu thủy văn được sử dụng trong việc tính toán lập kế hoạch tuần bao gồm:

a) Bộ số liệu các năm trong quá khứ bao gồm lưu lượng nước về trung bình từng tuần của từng hồ thủy điện;

b) Số liệu dự báo lưu lượng nước về trung bình từng tuần trong 52 tuần tới theo các phương án tần suất 65% làm cơ sở và các phương án tần suất khác;

c) Số liệu dự báo lưu lượng nước về các hồ thủy điện trong tuần tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Số liệu dự báo lưu lượng nước về từ đơn vị cung cấp dịch vụ dự báo độc lập như Trung tâm Khí tượng thủy văn Quốc gia và (hoặc) các đơn vị có đủ năng lực.

Điều 5. Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 6. Thông số nhà máy thủy điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy thủy điện đang vận hành có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật của nhà máy đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện và đặc tính hồ chứa cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường

điện theo quy định tại Biểu mẫu 06 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện BOT phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị phát điện) cung cấp các thông số của nhà máy cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại Biểu mẫu 06 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định mực nước dự kiến của các hồ thủy điện tại thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

4. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán giá trị nước

a) Các thông số thủy điện:

- Số tổ máy của nhà máy;
- Công suất nhà máy (MW);
- Khả năng điều tiết của hồ thủy điện (có hồ chứa điều tiết lớn hơn một tuần hay chạy theo lưu lượng nước về);
- Dung tích tối thiểu, tối đa (triệu m^3);
- Lưu lượng chạy máy tối thiểu (m^3/s);
- Lưu lượng chạy máy tối đa (m^3/s);
- Lưu lượng nước ra tối đa (m^3/s);
- Khả năng điều tiết xả của hồ chứa theo dạng có điều tiết hay tự tràn;
- Mực nước đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Cấu hình hệ thống hồ thủy điện bao gồm đường xả, đường chạy máy, đường tổn thất;
- Xác suất sự cố FOR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;
- Xác suất ngừng máy tổng hợp (bao gồm cả ngừng máy có kế hoạch và xác suất ngừng máy do sự cố) COR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến và ngừng máy có kế hoạch so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh);
- Hiệu suất của tua bin, máy phát (p.u);
- Khả năng điều tiết của hồ chứa chạy theo lưu lượng nước về (p.u);
- Dung tích hữu ích của hồ chứa chạy theo lưu lượng nước về (triệu m^3);
- Quan hệ giữa dung tích và hệ số suất hao: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của thể tích hồ (triệu m^3) và hệ số suất hao của nhà máy ($MW/m^3/s$);
- Quan hệ giữa diện tích và thể tích: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của diện tích hồ (km^2) và thể tích hồ (triệu m^3);
- Quan hệ giữa dung tích và cột nước: Thể hiện đường đặc tính giữa quan hệ của thể tích hồ (triệu m^3) và cột nước (m);
- Quan hệ giữa lượng nước tổn thất và thể tích hồ: Thể hiện đặc tính quan hệ giữa lượng nước tổn thất (m^3/s) với thể tích hồ (triệu m^3);
- Quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng nước ra: Thể hiện đường quan hệ giữa mực nước hạ lưu (m) tương ứng với tổng lưu lượng nước ra (m^3/s);
- Quan hệ giữa lưu lượng nước về và lưu lượng chạy máy: Thể hiện đường đặc tính không giảm trong quan hệ giữa lưu lượng nước về (m^3/s) với lưu lượng

nước chạy máy (m^3/s). Đường đặc tính này được áp dụng cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới một tuần trong hệ thống thủy điện bậc thang khi phải điều tiết lưu lượng nước chạy máy theo lưu lượng nước về;

- Khả năng cung cấp dự phòng quay của nhà máy, tổ máy (%).

b) Các yêu cầu vận hành hồ chứa:

- Dung tích cảnh báo từng tuần (triệu m^3);
- Dung tích phòng lũ từng tuần (triệu m^3);
- Giới hạn lưu lượng nước ra tối thiểu từng tuần (m^3/s);
- Giới hạn lưu lượng nước ra tối đa từng tuần (m^3/s);
- Lưu lượng nước yêu cầu hạ du theo quy định (m^3/s).

5. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường

a) Các thông số tổ máy:

- Tên nhà máy, tổ máy;
- Tốc độ tăng tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);
- Tốc độ giảm tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);
- Công suất tối thiểu của tổ máy từng giờ (MW);
- Công suất tối đa của tổ máy từng giờ (MW);
- Khả năng cung cấp dự phòng quay tối đa từng giờ (MW);
- Trạng thái huy động của tổ máy từng giờ (nối lưới hay không nối lưới);
- Vùng cấm của tổ máy (MW).

b) Các số liệu về giá:

- Dải công suất (MW) và giá tương ứng (VNĐ);
- Dải công suất dự phòng quay (MW) và giá tương ứng (VNĐ);

6. Mô phỏng thủy điện sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

a) Các thông số hồ thủy điện, tuabin:

- Mực nước dâng bình thường, mực nước chết (m);
- Cột nước tối đa, cột nước tính toán, cột nước tối thiểu của tuabin (m);
- Mực nước hạ lưu (m);
- Mực nước đầu chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Mực nước cuối chu kỳ tính toán lập kế hoạch (m);
- Thứ tự huy động các tổ máy thủy điện trong nhà máy;
- Lưu lượng nước về hồ từng giờ (m^3/s).

b) Mô phỏng cấu hình hệ thống thủy điện:

- Đường nước chạy máy, xả;
- Thời gian dòng chảy từ hồ trên tới hồ dưới (giờ);
- Dòng chảy tối thiểu, tối đa (m^3/s);
- Khả năng tối đa thay đổi dòng chảy (m^3/s).

c) Các đường đặc tính của hồ thủy điện, tuabin:

- Đặc tính quan hệ giữa công suất, cột nước và lưu lượng chạy máy: Là đường cong mô tả lượng công suất phát của nhà máy thủy điện (MW) khi sử dụng một lượng nước chạy máy (m^3/s) ứng với cột nước tính toán, cột nước tối đa và cột nước tối thiểu;

- Đặc tính quan hệ giữa công suất, cột nước: Là đường cong mô tả lượng công suất phát tối đa và tối thiểu của tổ máy thủy điện (MW) khi thay đổi cột nước (m);

- Đặc tính quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng chạy máy: Là đường cong mô tả sự thay đổi của mực nước hạ lưu (m) khi thay đổi lưu lượng nước chạy máy (m^3/s);

- Đặc tính quan hệ giữa thể tích hồ và mực nước thượng lưu: Là đường cong mô tả sự thay đổi của thể tích hồ (triệu m^3) với sự thay đổi của mực nước thượng lưu (m).

d) Các giới hạn:

- Giới hạn lưu lượng nước chạy máy từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s);
- Giới hạn mực nước thượng lưu từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s);
- Giới hạn lưu lượng nước ra từng giờ: Tối thiểu và tối đa (m^3/s).

Điều 7. Thông số nhà máy nhiệt điện

1. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật của nhà máy đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện BOT phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng mua bán điện với đơn vị phát điện) cung cấp các thông số của nhà máy cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều 24 Thông tư này và các số liệu về chi phí khởi động theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này để phục vụ công tác tính toán mô phỏng thị trường điện và tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện.

4. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp suất hao nhiệt thô cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này phục vụ mô phỏng giới hạn nhiên liệu trong mô phỏng thị trường điện. Trường hợp không có số liệu suất hao nhiệt thô do Đơn vị phát điện cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sử dụng suất hao nhiệt thô trung bình theo số liệu tiêu thụ nhiên liệu khí năm N-1 phục vụ mô phỏng giới hạn nhiên liệu khí trong mô phỏng thị trường điện.

5. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán giá trị nước

a) Các thông số nhiệt điện:

- Số tổ máy;
- Công suất tối thiểu (MW);
- Công suất tối đa (MW);
- Xác suất sự cố FOR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;

- Xác suất ngừng máy tổng hợp (bao gồm cả ngừng máy có kế hoạch và xác suất ngừng máy do sự cố) COR (%): Là tỷ lệ giữa sản lượng thiếu hụt do ngừng sự cố dự kiến và ngừng máy có kế hoạch so với tổng sản lượng tối đa của cả năm;
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh);
- Loại hình nhà máy: Nhà máy tiêu chuẩn, nhà máy phải chạy;
- Chi phí khởi động (VNĐ);
- Chi phí vận chuyển nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu);
- Đường cong và bảng suất hao nhiệt của tổ máy: Bao gồm 03 điểm cho từng block phụ tải thể hiện quan hệ giữa suất tiêu hao nhiên liệu (đơn vị nhiên liệu/MWh) với công suất tổ máy (%);

b) Các nhiên liệu sử dụng:

- Nhiên liệu chính và các nhiên liệu thay thế (khí, dầu);
- Các thông số tương ứng của nhà máy khi sử dụng nhiên liệu thay thế: Chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi (VNĐ/MWh), chi phí vận chuyển nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu), công suất tối đa (MW), suất tiêu hao nhiên liệu tương ứng.

c) Các ràng buộc vận hành nhà máy:

- Giới hạn công suất tối thiểu cụm nhà máy (MW);
- Khả năng cung cấp dự phòng quay của nhà máy, tổ máy (%);
- Trạng thái vận hành của nhóm nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp.

6. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường

a) Các thông số tổ máy:

- Tên nhà máy, tổ máy;
- Tốc độ tăng tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);
- Tốc độ giảm tải theo từng dải công suất phát (MW/giờ);
- Công suất tối thiểu của tổ máy từng giờ (MW);
- Công suất tối đa của tổ máy từng giờ (MW);
- Khả năng cung cấp dự phòng quay tối đa từng chu kỳ (MW);
- Vùng cấm của tổ máy (MW).

b) Các số liệu về giá:

- Dải công suất (MW) và giá tương ứng (VNĐ);
- Dải công suất dự phòng quay (MW) và giá tương ứng (VNĐ).

7. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

- Thời gian khởi động nóng, lạnh, ấm;
- Thời gian ngừng để tính khởi động nóng, ấm, lạnh;
- Chi phí khởi động nóng, lạnh, ấm;
- Thời gian chạy máy tối thiểu (giờ);
- Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ);
- Số lần khởi động tối đa (lần);
- Sản lượng phát tối đa (MWh);
- Tốc độ tăng tải, giảm tải khi khởi động hoặc ngừng máy, tốc độ thay đổi công suất (MW/giờ);
- Công suất tối thiểu, tối đa của tổ máy (MW);

- Trạng thái huy động của tổ máy (huy động theo kinh tế hoặc vận hành phải phát);

- Bản chào giá của tổ máy.

Điều 8. Mô phỏng Hệ thống pin lưu trữ năng lượng

1. Đơn vị sở hữu Hệ thống pin lưu trữ năng lượng có trách nhiệm cung cấp các thông số kỹ thuật đã được quy định trong hợp đồng mua bán điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 08 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Mô phỏng Hệ thống pin lưu trữ năng lượng sử dụng trong tính toán giá trị nước

- Số tổ máy;
- Công suất xả tối thiểu (MW);
- Công suất xả tối đa (MW);
- Công suất sạc tối thiểu (MW);
- Công suất sạc tối đa (MW);
- Dung lượng lắp đặt (MWh);
- Tốc độ tăng tải tối đa (MW/phút);
- Tốc độ giảm tải tối đa (MW/phút);
- Hiệu suất sạc (%);
- Hiệu suất xả (%);
- Thời gian đáp ứng lệnh (s);

3. Mô phỏng nhiệt điện sử dụng trong tính toán mô phỏng thị trường và sử dụng trong tính toán chương trình tối ưu

a) Các thông số Hệ thống pin lưu trữ năng lượng:
- Các thông số tương tự khoản 2;
- Phần trăm dung lượng lưu trữ tối thiểu - SoC min (%);
- Phần trăm dung lượng lưu trữ tối đa - SoC max (%);
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi - VO&M (VND/MWh);
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định - FO&M (VND/MW/năm);
- Phí sạc/xả sử dụng hệ thống - UoS (VND/MWh);
- Bản chào giá của Hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

b) Các ràng buộc vận hành nhà máy:
- Số chu kỳ sạc/xả tối đa thiết kế (chu kỳ);
- Số chu kỳ sạc/xả tối đa trong tháng/tuần/ngày (chu kỳ);
- Mức năng lượng target tháng/tuần/ngày (chu kỳ)."

Điều 9. Nhiên liệu

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu về giá nhiên liệu của các nhà máy điện đã ký hợp đồng mua bán điện theo nguyên tắc tại Điều 19, Điều 35 Thông tư này theo mẫu tại Biểu mẫu 09 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này. Đơn vị phát điện, Đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm phối hợp để xác định và cung cấp cho Đơn vị mua điện các số liệu phục vụ xác định giá nhiên liệu trong lập kế

hoạch vận hành tháng tới, năm tới. Đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm cung cấp yêu cầu kỹ thuật của hệ thống cung cấp nhiên liệu sơ cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy nhiệt điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu trong các tháng tiếp theo để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng theo quy định tại khoản 5 Điều 38 Phụ lục này.

3. Căn cứ các số liệu được Đơn vị mua điện cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật các số liệu về giới hạn cung cấp khí và kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các hệ thống cung cấp khí theo mẫu tại Biểu mẫu 09 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

4. Số liệu mô phỏng nhiên liệu

a) Nhiên liệu

- Mã nhiên liệu;
- Tên nhiên liệu (dầu, khí, than…);
- Đơn vị nhiên liệu (tấn, m^3, GJ, BTU…);
- Giá nhiên liệu (VNĐ/đơn vị nhiên liệu).

b) Các ràng buộc sử dụng nhiên liệu

- Giá nhiên liệu dự báo từng tuần cho năm tới (VNĐ/đơn vị nhiên liệu);
- Giới hạn nhiên liệu tối đa từng giờ cho từng tuần trong năm tới (đơn vị nhiên liệu/giờ);
- Giới hạn tổng lượng nhiên liệu từng tuần trong năm tới (ngàn đơn vị nhiên liệu/tuần).

Điều 10. Giới hạn truyền tải

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giới hạn truyền tải, đặc tính tổn thất truyền tải của các đường dây truyền tải liên kết hệ thống điện miền phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

Điều 11. Tiến độ công trình mới

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện:

a) Số liệu về tiến độ các nhà máy mới dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo mẫu tại khoản 3 Điều này và Biểu mẫu 10 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này;

b) Thông số kỹ thuật của các nhà máy điện mới dự kiến vận hành trong các chu kỳ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo mẫu tại Biểu mẫu 06 và Biểu mẫu 07 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp số liệu về tiến độ và thông số kỹ thuật các đường dây mới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo mẫu tại khoản 4 Điều này và Biểu mẫu 10 tại Phụ lục VI ban hành kèm

theo Thông tư này.

3. Số liệu tiến độ nhà máy điện mới được sử dụng trong tính toán lập kế hoạch bao gồm:

a) Tên nhà máy, tổ máy;

b) Chủ sở hữu;

c) Công suất đặt tổ máy (MW);

d) Thời gian dự kiến đưa vào thử nghiệm theo cập nhật mới nhất;

đ) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành tin cậy theo cập nhật mới nhất;

e) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và các văn bản sửa đổi, bổ sung đang có hiệu lực;

g) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành thương mại theo cập nhật mới nhất.

4. Số liệu tiến độ đường dây liên kết miền mới được sử dụng trong tính toán lập kế hoạch bao gồm:

a) Tên đường dây liên kết;

b) Khả năng tải của đường dây (MW);

c) Thời gian dự kiến đưa vào thử nghiệm theo cập nhật mới nhất;

d) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành tin cậy theo cập nhật mới nhất;

đ) Thời gian dự kiến đưa vào vận hành theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia và các văn bản sửa đổi, bổ sung đang có hiệu lực.

Điều 12. Kế hoạch xuất, nhập khẩu điện

1. Số liệu sử dụng trong lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, tháng tới:

a) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại;

b) Biểu đồ xuất, nhập khẩu điện ngày điển hình tại các điểm đấu nối.

2. Số liệu dùng trong việc lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới:

a) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại;

b) Biểu đồ xuất nhập khẩu điện ngày điển hình tại các điểm đấu nối.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị mua điện (ký hợp đồng xuất, nhập khẩu điện) tính toán và công bố các số liệu về xuất, nhập khẩu điện.

Điều 13. Dịch vụ phụ trợ

1. Các loại hình dịch vụ phụ trợ cho vận hành hệ thống điện trong thị trường

điện bao gồm:

a) Điều khiển tần số thứ cấp;

b) Khởi động nhanh;

c) Điều chỉnh điện áp;

d) Khởi động đen;

đ) Dự phòng vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định nhu cầu các loại dịch vụ phụ trợ theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 14. Số liệu hợp đồng mua bán điện

1. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu trong hợp đồng mua bán điện về giá điện (bao gồm thành phần giá cố định, giá biến đổi có xét đến các ảnh hưởng trong năm tới, tháng tới), số liệu yêu cầu về bao tiêu và sản lượng điện của các đơn vị phát điện theo mẫu tại Biểu mẫu 11 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện: tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng, hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm, sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng, các nội dung thỏa thuận điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng trong trường hợp các đơn vị này đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

3. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy BOT theo mẫu tại Biểu mẫu 11 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập số liệu về chi phí vận hành và giá điện của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu được Tập đoàn Điện lực Việt Nam tính toán xác định hàng năm theo quy định tại Quy định phương pháp, trình tự xác định chi phí hàng năm và giá điện của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu do Bộ Công Thương ban hành.

5. Số liệu hợp đồng mua bán điện được sử dụng trong lập kế hoạch vận hành năm bao gồm:

a) Thành phần giá biến đổi trong giá hợp đồng mua bán điện năm N (đồng/kWh);

b) Thành phần giá cố định trong giá hợp đồng mua bán điện năm N (đồng/kWh);

c) Sản lượng điện năng thỏa thuận để tính giá hợp đồng năm N (kWh);

d) Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được

quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh). Trường hợp chưa thỏa thuận được sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm thì sử dụng số liệu sản lượng điện hợp đồng áp dụng cho năm N;

đ) Giá hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện;

e) Hệ số quy đổi đo đếm điện năng đầu cực máy phát và điểm giao nhận;

g) Yêu cầu về bao tiêu trong hợp đồng mua bán điện (nếu có).

Điều 15. Phương thức giao nhận điện năng

Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phương thức giao nhận điện năng theo Quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 16. Số liệu chung của thị trường điện

1. Các số liệu chung của thị trường điện bao gồm các thông số hàm phạt, các thông số thiết lập trong các chương trình tính toán sử dụng trong lập kế hoạch vận hành thị trường điện.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các số liệu chung của thị trường để thực hiện tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện và báo cáo Cục Điện lực, bao gồm:

a) Giá trị cắt giảm phụ tải (đồng/kWh);

b) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc xả nước (đồng/m^3);

c) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc lưu lượng nước ra tối thiểu, tối đa (đồng/m^3);

d) Giá trị phạt khi vi phạm giới hạn truyền tải (đồng/kWh);

đ) Giá trị phạt khi vi phạm công suất tổ máy (ngàn đồng/MW);

e) Giá trị phạt khi vi phạm vùng cấm tổ máy (ngàn đồng/MW);

g) Giá trị phạt khi vi phạm tốc độ tăng giảm tải (ngàn đồng/MW × giờ);

h) Giá trị phạt khi vi phạm dự phòng quay (đồng/kWh);

i) Giá trị phạt khi vi phạm ràng buộc chung (đồng/kWh);

k) Tỷ lệ khấu hao hằng năm (%);

l) Tỷ giá giữa đồng đô la Mỹ và đồng Việt Nam;

m) Các số liệu cần thiết khác.

3. Trong trường hợp cần thay đổi các số liệu chung của thị trường điện để đảm bảo các mục tiêu vận hành thị trường điện, bảo đảm cung cấp điện và trong các trường hợp đặc biệt khác, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định các số liệu mới phù hợp, báo cáo Cục Điện lực.

Điều 17. Xử lý trong các trường hợp không có đầy đủ số liệu

1. Trong trường hợp các đơn vị tham gia thị trường điện cạnh tranh cung cấp số liệu không đầy đủ hoặc không chính xác, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu các đơn vị cung cấp lại số liệu. Các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp các số liệu chính xác theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Trong trường hợp các đơn vị không tuân thủ các yêu cầu về cung cấp số

liệu hoặc cung cấp không đảm bảo kịp thời và chính xác theo quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập, tính toán các số liệu tối ưu nhất để thay thế cho các số liệu đầu vào còn thiếu hoặc không chính xác. Số liệu tự thu thập, tính toán phải được nêu trong hồ sơ trình Cục Điện lực về kế hoạch vận hành thị trường điện.

Điều 18. Mô hình mô phỏng thị trường điện

1. Quy định chung về tính toán mô phỏng thị trường

a) Công tác tính toán mô phỏng thị trường được thực hiện theo các chu kỳ tính toán được quy định tại Chương II, Chương III, Chương IV Phụ lục này;

b) Công tác tính toán mô phỏng thị trường điện được tiến hành bằng Mô hình mô phỏng thị trường điện đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật quy định tại khoản 2 Điều này;

c) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập, chuẩn bị số liệu đầu vào cần thiết, tiến hành tính toán mô phỏng, xuất kết quả và kiểm tra kết quả thu được;

d) Khi có điều chỉnh, sửa đổi liên quan đến thuật toán, Mô hình mô phỏng thị trường phải được kiểm toán và công bố theo quy định tại Điều 121 Thông tư này.

2. Các yêu cầu về mô hình mô phỏng thị trường điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện phải đáp ứng các yêu cầu sau đây:

a) Tính toán tối ưu huy động nguồn phối hợp thủy - nhiệt điện trong hệ thống điện được mô phỏng như quy định tại khoản 3, khoản 5 và khoản 6 Điều này;

b) Đảm bảo mô phỏng được trạng thái vận hành của hệ thống điện với các thông số đầu vào tối thiểu quy định tại khoản 5 và khoản 6 Điều này; thời gian tính toán phải đáp ứng được các yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Chu kỳ tính toán có thể thay đổi được từ 01 ngày đến 01 năm;

d) Có khả năng lựa chọn chạy với kịch bản Lập lịch có ràng buộc và kịch bản Lập lịch không ràng buộc;

đ) Có khả năng lựa chọn chạy với kịch bản có tính đến tổn thất truyền tải và không tính đến tổn thất truyền tải;

e) Có khả năng mô phỏng giới hạn nhiên liệu của từng nhà máy điện và/hoặc cụm các nhà máy điện trong các giai đoạn cụ thể;

g) Độ phân giải của kết quả đầu ra tối thiểu phải chi tiết đến 30 phút;

h) Việc nhập số liệu đầu vào và kết xuất kết quả của Mô hình mô phỏng thị trường điện phải được thực hiện dễ dàng và giao tiếp được với các phần mềm và định dạng cơ sở dữ liệu phổ thông khác như Microsoft Excel, SQL, Oracle, Access và các định dạng khác theo yêu cầu thực tế vận hành thị trường điện hoặc theo yêu cầu của Cục Điện lực.

3. Hàm mục tiêu Mô hình mô phỏng thị trường điện

Hàm mục tiêu Mô hình mô phỏng thị trường điện là tối thiểu tổng chi phí mua điện cho toàn bộ chu kỳ tính toán. Tổng chi phí mua điện trong chu kỳ tính

toán được xác định theo công thức sau:

Chi phí tổng = Chi phí nhiệt điện + Chi phí khởi động + Chi phí thủy điện + Chi phí cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp + Chi phí phạt vi phạm ràng buộc + Chi phí điều chỉnh

Trong đó:

- Chi phí nhiệt điện: là tổng chi phí mua điện từ các nhà máy nhiệt điện, được tính toán căn cứ trên chi phí biến đổi của các tổ máy nhiệt điện (đồng);
- Chi phí khởi động: là tổng chi phí tương ứng với từng trạng thái khởi động của các nhà máy nhiệt điện thực hiện trong chu kỳ tính toán (đồng);
- Chi phí thủy điện: là tổng chi phí mua điện từ các nhà máy thủy điện, được tính theo bản chào của các nhà máy thủy điện này (đồng);
- Chi phí cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp: là tổng chi phí cho các dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp (đồng);
- Chi phí phạt vi phạm ràng buộc: là tổng chi phí khi vi phạm ràng buộc của các biến (đồng);
- Chi phí điều chỉnh: là tổng chi phí được sử dụng để cải thiện hoạt động của một số biến xác định (đồng).

4. Mô phỏng thị trường điện

Việc tính toán mô phỏng thị trường điện phải mô phỏng những số liệu đầu vào sau đây:

a) Mô phỏng hệ thống điện :

- Mô phỏng các vùng trong hệ thống điện theo quy định tại điểm a khoản 6 Điều này;
- Mô phỏng phụ tải hệ thống điện theo quy định tại điểm b khoản 6 Điều này;
- Mô phỏng các ràng buộc của hệ thống điện theo quy định tại điểm d khoản 5 Điều này;
- Điện năng xuất khẩu tại một nút được mô phỏng thành lượng phụ tải cộng thêm tại nút đó với biểu đồ cố định cho trước.

b) Mô phỏng tổ máy:

- Mô phỏng tổ máy nhiệt điện theo quy định tại điểm c khoản 6 Điều này;
- Mô phỏng tổ máy thủy điện theo quy định tại điểm d khoản 6 Điều này;
- Mô phỏng các ràng buộc đặc tính kỹ thuật tổ máy theo quy định tại điểm đ khoản 5 Điều này;
- Tổ máy đang sửa chữa hoặc chưa đưa vào vận hành được mô phỏng thành tổ máy không có khả năng phát công suất trong thời gian tương ứng;
- Tổ máy trong giai đoạn chạy thử nghiệm thu hoặc thí nghiệm có biểu đồ cố định được mô phỏng thành tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước;
- Điện năng nhập khẩu tại một nút được mô phỏng thành tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.

c) Chi phí biến đổi của từng tổ máy trong chu kỳ tính toán;

d) Mô phỏng thủy văn, hồ chứa và dòng chảy;

- Mô phỏng đặc tính thủy văn, hồ chứa và cấu trúc dòng chảy theo quy định tại điểm đ khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc về thủy năng theo quy định tại điểm e khoản 5 Điều này.

đ) Mô phỏng hệ thống cung cấp nhiên liệu:

- Mô phỏng hệ thống cung cấp nhiên liệu theo quy định tại điểm g khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc của hệ thống cung cấp nhiên liệu theo quy định tại điểm g khoản 5 Điều này.

e) Mô phỏng đường dây liên kết

- Mô phỏng đường dây liên kết theo quy định tại điểm e khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc của mỗi đường dây liên kết theo quy định tại điểm i khoản 5 Điều này;

- Đường dây liên kết trong giai đoạn sửa chữa được mô phỏng thành đường dây không thể truyền tải công suất hoặc ràng buộc giới hạn truyền tải tối đa được giảm tương ứng.

g) Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp:

- Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại điểm h khoản 6 Điều này;

- Mô phỏng các ràng buộc về dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại điểm k khoản 5 Điều này.

5. Các ràng buộc của Mô hình mô phỏng thị trường điện

a) Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô tả được tối thiểu các ràng buộc của hệ thống điện theo quy định tại điểm e, điểm g, điểm h, điểm i, điểm k Điều này. Trường hợp thay đổi các ràng buộc của Mô hình mô phỏng thị trường điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân tích để các ràng buộc phản ánh đúng bản chất vật lý của hệ thống điện.

b) Trường hợp các ràng buộc bị vi phạm, Mô hình mô phỏng thị trường điện phải đưa ra các thông tin về mức độ vi phạm và đối tượng vi phạm.

c) Mỗi ràng buộc đều phải có các hệ số chi phí phạt vi phạm ràng buộc phù hợp với các kịch bản mô phỏng thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

d) Ràng buộc về hệ thống điện

- Ràng buộc cân bằng nguồn - tải: thể hiện tương quan giữa tổng công suất nguồn phát luôn cân bằng với tổng công suất phụ tải (bao gồm cả tổn thất) tại bất kỳ thời điểm nào trong chu kỳ tính toán;

- Ràng buộc công suất nhóm tổ máy: mô tả ràng buộc về lượng công suất có thể phát tối đa (hoặc tối thiểu) của một nhóm tổ máy, bao gồm các dữ liệu sau: tên các tổ máy trong nhóm; giá trị công suất giới hạn của nhóm tổ máy tương ứng; khoảng thời gian diễn ra ràng buộc trong chu kỳ tính toán.

- Ràng buộc bao tiêu: mô tả ràng buộc về yêu cầu huy động của nhà máy đảm bảo bao tiêu, bao gồm dữ liệu sau: tên các tổ máy trong nhà máy; giá trị yêu cầu bao tiêu, khoảng thời gian bao tiêu trong chu kỳ tính toán.

đ) Ràng buộc về đặc tính kỹ thuật tổ máy

- Giới hạn công suất phát tối đa (MW);
- Giới hạn công suất phát tối thiểu (MW);
- Giới hạn vùng cấm tổ máy (MW);
- Giới hạn khả năng tăng tải (MW/phút);
- Giới hạn khả năng giảm tải (MW/phút);
- Giới hạn số giờ ngừng máy tối thiểu (giờ);
- Giới hạn số giờ chạy máy tối thiểu (giờ);
- Số lần khởi động tối đa trong một khoảng thời gian nhất định;
- Giới hạn tổng sản lượng phát của tổ máy, nhà máy trong một chu kỳ thời gian nhất định. Chu kỳ thời gian có thể là một ngày (MWh/ngày), một tuần (MWh/tuần) hay một tháng (MWh/tháng).

e) Ràng buộc về thủy năng

- Ràng buộc cân bằng nước: Xét tại một chu kỳ bất kỳ, tại một hồ thủy điện bất kỳ phải đảm bảo phương trình cân bằng nước như sau:

$$V_{đầu} + V_{về} = V_{cuối} + V_{chạy\ máy} + V_{xả} + V_{bốc\ hơi}$$

Trong đó:

$V_{đầu}$: Tổng lượng nước trong hồ tại đầu chu kỳ (m^3);

$V_{về}$: Tổng lượng nước về hồ trong chu kỳ (m^3);

$V_{cuối}$: Tổng lượng nước trong hồ tại cuối chu kỳ (m^3);

$V_{xả}$: Tổng lượng nước xả trong chu kỳ (m^3);

$V_{tổn\ thất}$: Tổng lượng nước bốc hơi và các hao hụt vật lý khác (m^3).

- Ràng buộc mực nước cuối chu kỳ tính toán (m). Ràng buộc này có thể đưa dưới dạng thể tích hồ cuối chu kỳ tính toán (m^3);
- Giới hạn lượng nước tối thiểu, tối đa trong hồ tại từng thời điểm tính toán (m^3). Ràng buộc này có thể được thể hiện dưới dạng giới hạn mực nước hồ tối thiểu, tối đa trong hồ tại từng thời điểm tính toán (m);
- Giới hạn lượng nước xả xuống hạ lưu qua cửa xả tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m^3/s);
- Giới hạn tổng lượng nước xả xuống hạ lưu (qua cửa xả và qua tuabin) tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m^3/s);
- Giới hạn mực nước thượng lưu tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m);
- Giới hạn mực nước hạ lưu tối thiểu, tối đa tại từng thời điểm tính toán (m).

g) Ràng buộc về hệ thống cung cấp nhiên liệu

Mỗi hệ thống cung cấp nhiên liệu phải đáp ứng các ràng buộc sau:

- Giới hạn cung cấp nhiên liệu của toàn hệ thống cung cấp nhiên liệu và cho từng nhà máy trong hệ thống cung cấp nhiên liệu theo từng chu kỳ giao dịch (BTU/giờ hoặc tương đương);
- Giới hạn cung cấp nhiên liệu của toàn hệ thống cung cấp nhiên liệu và cho

từng nhà máy trong hệ thống cung cấp nhiên liệu tại từng chu kỳ thời gian (BTU/giờ hoặc tương đương). Chu kỳ thời gian có thể là 01 ngày, 01 tuần hoặc 01 tháng;

- Giới hạn trao đổi nhiên liệu của đường kết nối với hệ thống cung cấp nhiên liệu khác (BTU/giờ hoặc tương đương).

h) Ràng buộc về điện năng đảm bảo của các nhà máy thủy điện tại từng chu kỳ tính toán (kWh).

i) Ràng buộc về đường dây liên kết

- Giới hạn khả năng truyền tải tối đa từ nút đầu đến nút cuối tại từng thời điểm tính toán (MW);

- Giới hạn khả năng truyền tải tối đa từ nút cuối đến nút đầu tại từng thời điểm tính toán (MW);

- Giới hạn công suất của một đường dây truyền tải là giá trị giới hạn nhiệt hoặc giá trị giới hạn ổn định tĩnh của đường dây tuỳ theo giá trị nào nhỏ hơn;

- Khả năng truyền tải tối đa của đường dây liên kết là giá trị lớn nhất của tổng công suất các đường dây truyền tải cấu thành tương ứng khi một trong số các đường dây truyền tải này đạt mức giới hạn công suất.

k) Ràng buộc về công suất đáp ứng các dịch vụ phụ trợ

- Tổng công suất dự phòng quay do các tổ máy cung cấp phải lớn hơn hoặc bằng yêu cầu tổng công suất dự phòng quay của toàn hệ thống hoặc tại nút quy định;

- Tổng công suất dành cho điều tần do các tổ máy cung cấp phải lớn hơn hoặc bằng yêu cầu tổng công suất dành cho điều tần của toàn hệ thống.

6. Mô hình hệ thống điện trong Mô hình mô phỏng thị trường điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô phỏng được hệ thống điện tối thiểu với các yếu tố sau đây:

a) Mô phỏng các vùng trong hệ thống điện:

- Chương trình mô phỏng hệ thống điện thành những vùng đặc trưng bởi từng nút liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải. Số nút tối thiểu được mô phỏng là 03 (ba) nút và phải có khả năng mở rộng khi cần thiết;

- Mỗi nút có một phụ tải đặc trưng và mô tả các nhà máy điện, tổ máy điện kết nối vào nút đó.

b) Mô phỏng phụ tải hệ thống điện:

Phụ tải điện đặc trưng cho nhu cầu sử dụng điện tại mỗi nút được dự báo theo từng 30 phút hoặc 60 phút của chu kỳ tính toán (MW).

c) Mô phỏng tổ máy nhiệt điện:

- Vị trí đặt (thuộc nút nào trong mô phỏng các vùng trong hệ thống điện);

- Công suất hữu công định mức (MW);

- Thời gian khởi động ứng với tối thiểu ba trạng thái nóng, ấm và lạnh (phút);

- Trạng thái tổ máy: Mỗi tổ máy có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau: Tổ máy có thể phát công suất; Tổ máy không thể phát công suất; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và công suất phát phải lớn hơn hoặc bằng công suất

tối thiểu; Tổ máy được huy động nhưng có giới hạn về sản lượng trong một khoảng thời gian nhất định; Tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.

- Suất hao nhiệt (BTU/kWh hoặc kCal/kWh) và nguồn nhiên liệu sử dụng (chỉ rõ tên hệ thống cung cấp nhiên liệu);
- Xác suất ngừng máy sự cố (%);
- Chi phí biến đổi của tổ máy được xác định theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này;
- Chi phí khởi động của tổ máy (tương ứng với các trạng thái khởi động nóng, ấm, lạnh) (đồng/lần).

d) Mô phỏng tổ máy thủy điện:

- Vị trí đặt (thuộc nút nào trong mô phỏng các vùng trong hệ thống điện) và các đặc tính thủy văn tương ứng của lưu vực sông, hồ, đập thủy điện được quy định tại khoản 5 Điều này;
- Công suất hữu công định mức (MW);
- Quan hệ giữa cột áp và công suất hữu công khả dụng;
- Thời gian khởi động (phút);
- Trạng thái tổ máy: mỗi tổ máy có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau: tổ máy có thể phát công suất; tổ máy không thể phát công suất; tổ máy bắt buộc phải nối lưới và công suất phát phải lớn hơn hoặc bằng công suất tối thiểu; tổ máy bắt buộc phải nối lưới và phát công suất theo biểu đồ cho trước.
- Hệ số phát điện (MW/(m^3/s));
- Xác suất ngừng máy sự cố (%);
- Quan hệ lưu lượng chạy máy với công suất tại các cột áp khác nhau cho tất cả các tổ máy và với riêng từng tổ máy;

đ) Mô phỏng thủy văn, hồ chứa và dòng chảy:

- Lưu lượng nước về hồ thủy điện tại từng giờ trong chu kỳ tính toán (m^3/s);
- Mực nước dâng bình thường (m);
- Mực nước chết (m);
- Mực nước đầu chu kỳ tính toán (m);
- Hệ số bốc hơi (m^3/s);
- Cấu hình dòng chảy của các nhà máy thủy điện trên cùng một hệ thống sông: Thể hiện sự liên kết giữa các hồ và các đặc tính dòng chảy giữa các hồ; cũng như các ảnh hưởng của sự liên kết, đặc tính này đến khả năng phát điện và lượng nước trong hồ của các nhà máy thủy điện trên những dòng chảy đó;
- Các yêu cầu về lượng nước phải đưa xuống hạ lưu (để phục vụ cho giao thông thủy, tưới tiêu và các yêu cầu khác nếu có) qua cửa xả và/hoặc qua tuabin;
- Quan hệ giữa thể tích hồ và hệ số phát điện của nhà máy, tổ máy thủy điện tương ứng;
- Quan hệ giữa thể tích hồ và mực nước thượng lưu nhà máy thủy điện tương ứng;
- Quan hệ giữa mực nước hạ lưu và lưu lượng chạy máy của nhà máy thủy điện tương ứng.

e) Mô phỏng đường dây liên kết

Đường dây liên kết trong Mô hình mô phỏng thị trường là tập hợp của các đường dây truyền tải nối các vùng tương ứng và phải được mô tả các đặc tính sau đây:

- Điểm đầu, điểm cuối của đường dây liên kết;
- Quan hệ giữa tổn thất truyền tải và trào lưu truyền tải (%); tổn thất truyền tải được tính cộng vào phụ tải;
- Trạng thái đường dây liên kết: Mỗi đường dây liên kết có thể được mô phỏng tại một trong các trạng thái sau:
- Đường dây có thể truyền tải công suất;
- Đường dây không thể truyền tải công suất.

g) Mô phỏng về hệ thống cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện phải mô tả được hệ thống cung cấp nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện với các đặc tính sau đây:

- Nhiệt trị nhiên liệu trung bình (BTU/m^3 hoặc BTU/kg hoặc tương đương);
- Các nhà máy, tổ máy nhận nhiên liệu sơ cấp từ hệ thống cung cấp nhiên liệu;
- Cấu hình kết nối các nhà máy, tổ máy nhận nhiên liệu sơ cấp từ hệ thống cung cấp nhiên liệu;
- Khả năng kết nối với hệ thống cung cấp nhiên liệu khác.

h) Mô phỏng dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

Mô hình mô phỏng thị trường phải mô phỏng được lượng công suất dành cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, tối thiểu bao gồm:

- Tổng nhu cầu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp tại từng bước tính toán;
- Danh sách các tổ máy tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp (bao gồm lượng công suất và khả năng tăng, giảm công suất khi đáp ứng các dịch vụ này).

7. Kết quả đầu ra của Mô hình mô phỏng thị trường điện

Mô hình mô phỏng thị trường điện cho mỗi chu kỳ tính toán (chu kỳ tính toán có thể là 01 ngày, 01 tuần, 01 tháng hoặc 01 năm tuỳ theo dữ kiện xác định ban đầu) phải đưa ra được tối thiểu các kết quả sau:

a) Giá biên từng chu kỳ giao dịch của từng nút theo kịch bản mô phỏng Lập lịch có ràng buộc (đồng/kWh).

b) Giá biên từng chu kỳ giao dịch của toàn hệ thống điện theo kịch bản mô phỏng Lập lịch không ràng buộc (đồng/kWh).

c) Giá điện năng thị trường dự kiến.

d) Kết quả của tổ máy thủy điện và hồ chứa

- Mực nước thượng lưu, hạ lưu của mỗi hồ thủy điện từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (m);
- Lưu lượng chạy máy từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy/tổ máy (m^3/s);
- Lưu lượng xả từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy/tổ máy (m^3/s);
- Sản lượng điện của nhà máy, tổ máy từng chu kỳ giao dịch (MWh);

- Công suất dự phòng quay của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Công suất dành cho điều tần của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Giá trị điện năng hiệu dụng của từng tổ máy (đồng/kWh).

e) Kết quả của tổ máy nhiệt điện và hệ thống cung cấp nhiên liệu

- Tổng lượng nhiên liệu tiêu thụ từng chu kỳ giao dịch của từng nhà máy và mỗi hệ thống cung cấp nhiên liệu;

- Sản lượng điện của nhà máy, tổ máy từng chu kỳ giao dịch (MWh);

- Công suất dự phòng quay của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW);

- Công suất dành cho điều tần của tổ máy trong từng chu kỳ giao dịch trong chu kỳ tính toán (MW).

Điều 19. Mô hình tính toán giá trị nước

1. Nguyên tắc tính toán giá trị nước

a) Giá trị nước được tính toán, xác định đến độ phân giải từng tuần cho các hồ thủy điện có khả năng điều tiết trên một tuần trong hệ thống điện quốc gia.

b) Tính toán giá trị nước cho các hồ thủy điện bao gồm tính toán giá trị nước cho các tuần trong năm tới, tháng tới và giá trị nước tuần tới.

c) Mô hình tính toán giá trị nước là hệ thống phần mềm tính toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện được sử dụng để tính toán giá trị nước với chu kỳ tính toán tối thiểu là 01 năm và độ phân giải tối thiểu là 05 năm khối phụ tải một tuần.

d) Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước đáp ứng các yêu cầu sau:

- Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống được mô tả chi tiết tại khoản 3 Điều này;

- Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước phải mô phỏng được các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

2. Quy định về tính toán giá trị nước:

a) Chu kỳ tính toán giá trị nước là 52 tuần tính từ ngày đầu tiên của năm N có xét đến 03 năm tiếp theo;

b) Số liệu đầu vào của 03 năm tiếp theo được lấy bằng số liệu của 52 tuần đầu tiên;

c) Mực nước tại thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán là mực nước dự kiến được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, cập nhật căn cứ trên mực nước thực tế của từng hồ tại thời điểm tính toán và lượng nước cần sử dụng từ thời điểm tính toán đến thời điểm bắt đầu chu kỳ tính toán;

3. Mô hình tính toán giá trị nước

a) Mô hình tính toán giá trị nước là hệ thống phần mềm tính toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện được sử dụng để tính toán giá trị nước với chu kỳ tính toán tối thiểu là 01 năm và độ phân giải tối thiểu là 05 năm khối phụ tải một tuần.

b) Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước đáp ứng các yêu cầu sau:

- Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống được mô tả chi tiết tại khoản 4 Điều này;
- Bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước phải mô phỏng được các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

4. Số liệu đầu vào phục vụ tính toán giá trị nước

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thu thập và cập nhật số liệu để tiến hành tính toán giá trị nước theo quy định tại Chương I Phụ lục này.

5. Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước

Hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước là tối thiểu hóa tổng chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện và các khoản tiền phạt vi phạm ràng buộc trong một chu kỳ tính toán trên toàn hệ thống.

Mô hình tính toán giá trị nước tiếp cận bài toán phối hợp tối ưu thủy nhiệt điện theo hướng phân tích Tổng chi phí biến đổi thành chi phí vận hành tức thời và chi phí vận hành tương lai. Từ đó, hàm mục tiêu của bài toán phối hợp tối ưu thủy - nhiệt điện là tối thiểu hóa tổng của chi phí vận hành tức thời và chi phí vận hành tương lai.

$$TC = ICF + FCF \Rightarrow Min$$

Trong đó:

TC: Tổng chi phí biến đổi trong toàn chu kỳ tính toán;

ICF: Hàm chi phí tức thời:

$$ICF = \sum_{k=1}^{K}\sum_{j=1}^{J} c(j) \times g_{tk}(j) + c_\delta \times \delta g_t$$

K: Số khối phụ tải;

J: Số nhà máy nhiệt điện;

c_j: Chi phí vận hành nhà máy nhiệt điện j (\$/MWh);

$g_{tk}(j)$: Điện năng phát của nhà máy j trong khối phụ tải k trong giai đoạn t (MWh);

c_δ: Hệ số vi phạm ràng buộc vận hành;

δg_t: Lượng ràng buộc vi phạm trong giai đoạn t;

FCF: Hàm chi phí tương lai:

$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t)$

α_{t+1}: Chi phí tương lai, tính từ giai đoạn $t+1$ đến cuối chu kỳ tính toán;

v_{t+1}: Thể tích hồ chứa vào thời điểm cuối giai đoạn t ($10^6 m^3$);

a_t: Lượng nước về hồ trong giai đoạn t ($10^6 m^3$).

6. Ràng buộc của bài toán phối hợp tối ưu thủy - nhiệt điện trong mô hình tính toán giá trị nước

Các ràng buộc trong mô hình tính toán giá trị nước được phân làm hai loại như sau:

a) Ràng buộc bắt buộc

- Phương trình cân bằng nước;
- Giới hạn thể tích hồ chứa;
- Lưu lượng chạy máy tối đa nhà máy thủy điện;
- Lưu lượng chạy máy tối thiểu nhà máy thủy điện;
- Giới hạn công suất phát tối đa nhà máy nhiệt điện;
- Phương trình cân bằng nguồn - tải;
- Giới hạn công suất truyền tải trên đường dây liên kết.

b) Ràng buộc tùy chọn

- An ninh hồ chứa thủy điện (thể tích báo động, thể tích điều tiết lũ, thể tích đảm bảo);
- Giới hạn tổng lượng nước chảy xuống hạ lưu (nước chạy máy và nước xả);
- Khả năng điều tiết của các thủy điện dòng sông;
- Tưới tiêu phục vụ nông nghiệp;
- Nhà máy nhiệt điện phải phát;
- Giới hạn nhiên liệu cung cấp cho nhà máy nhiệt điện;
- Công suất phát tối thiểu của một nhóm nhà máy nhiệt điện;
- Giới hạn công suất phát của một nhóm nhà máy (cả thủy điện, nhiệt điện);
- Nhà máy nhiệt điện với nhiều loại nhiên liệu;
- Huy động tổ máy nhiệt điện (theo từng giai đoạn, theo từng khối tải);
- Ràng buộc đảm bảo bao tiêu.

Điều 20. Phương pháp quy đổi phụ tải từng giờ thành các khối phụ tải trong tuần

1. Nguyên tắc quy đổi

Việc quy đổi phụ tải từng giờ thành các khối phụ tải trong tuần được thực hiện theo nguyên tắc sau:

a) Phụ tải mỗi tuần được chia thành năm khối phụ tải. Mỗi khối phụ tải

tương ứng với sản lượng phụ tải trong khoảng thời gian quy định như sau:

Khối (k)	1	2	3	4	5
$t\%(k)$	5%	15%	30%	30%	20%

Trong đó:

Khối 1: Khối ứng với phần phụ tải đỉnh;

Khối 2, 3, 4, 5: Các khối lần lượt ứng với các phần phụ tải tiếp theo.

b) Việc quy đổi phải đảm bảo tổng sản lượng phụ tải trong các khối bằng tổng sản lượng phụ tải trong tuần đó.

2. Trình tự thực hiện

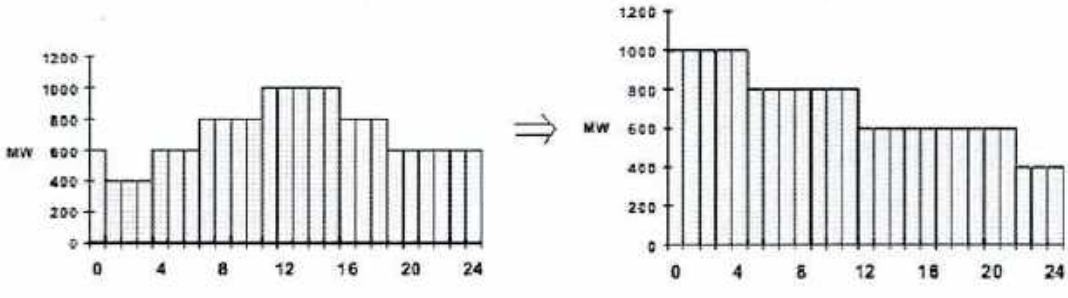
a) Từ công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia dự báo của 168 giờ trong tuần, sắp xếp lại theo thứ tự từ lớn đến bé:

$$\{P_i\} \Rightarrow \{P_j''\} \qquad (i=1...168, j=1...168)$$

Trong đó:

P_i : Công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia giờ thứ i trong tuần;

P_j'' : Công suất phụ tải hệ thống điện quốc gia đã được sắp xếp theo thứ tự từ lớn đến bé, đứng ở vị trí j.



Hình 1: Sắp xếp theo thứ tự

b) Tính toán từng khối phụ tải trong tuần:

$$A_k = \sum_{j \in J(k)} P_j'' \qquad (j=1...168,\ k=1...5)$$

Trong đó:

A_k : Sản lượng phụ tải trong khối phụ tải thứ k;

$J(k)$: Tập hợp các giá trị công suất phụ tải nằm trong khối phụ tải thứ k ứng với khoảng thời gian $t\%(k)$;

$t\%(k)$: Khoảng thời gian của khối phụ tải thứ k, tính bằng % thời gian trong 1 tuần.

c) Lập lại bước a, b cho phụ tải các tuần còn lại trong toàn bộ chu kỳ tính toán.

3. Ví dụ minh họa

a) Giả sử có phụ tải dự báo cho 1 tuần (168 giờ) như sau:

Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P	Giờ	P
1	3,124	25	3,050	49	3,105	73	3,187	97	3,356	121	3,289	145	3,352
2	2,906	26	3,007	50	2,889	74	3,107	98	3,163	122	3,163	146	3,202
3	2,987	27	3,011	51	2,871	75	3,116	99	3,157	123	3,181	147	3,248
4	2,832	28	2,880	52	2,796	76	3,081	100	3,122	124	3,179	148	3,215
5	3,002	29	2,963	53	2,906	77	3,213	101	3,283	125	3,306	149	3,425
6	3,618	30	3,369	54	3,900	78	3,999	102	3,926	126	4,144	150	4,199
7	4,355	31	4,151	55	4,603	79	4,737	103	4,459	127	4,731	151	4,735
8	4,558	32	4,384	56	4,628	80	4,800	104	4,484	128	4,922	152	4,825
9	4,620	33	4,519	57	5,008	81	4,994	105	4,776	129	5,010	153	5,016
10	5,348	34	5,081	58	5,513	82	5,485	106	5,352	130	5,159	154	5,588
11	5,813	35	5,465	59	5,932	83	6,113	107	5,844	131	6,076	155	5,979
12	4,349	36	4,178	60	4,579	84	4,651	108	4,274	132	4,649	156	4,868
13	4,186	37	3,788	61	4,295	85	4,407	109	4,151	133	4,372	157	4,359
14	4,264	38	3,989	62	4,541	86	4,564	110	4,511	134	4,694	158	4,581
15	4,380	39	4,353	63	4,663	87	4,638	111	4,761	135	4,788	159	4,833
16	4,939	40	4,700	64	4,884	88	5,135	112	5,228	136	5,260	160	5,129
17	6,215	41	6,132	65	5,952	89	6,352	113	6,512	137	6,584	161	6,373
18	7,104	42	6,818	66	7,416	90	7,365	114	7,380	138	7,485	162	7,474
19	6,257	43	6,066	67	6,620	91	6,476	115	6,498	139	6,580	163	6,593
20	5,634	44	5,487	68	5,860	92	6,030	116	5,801	140	5,854	164	5,967
21	4,908	45	4,667	69	5,212	93	4,880	117	5,206	141	5,208	165	5,360
22	4,029	46	3,997	70	4,392	94	4,234	118	4,568	142	4,399	166	4,833
23	3,818	47	3,616	71	3,978	95	3,775	119	3,894	143	3,985	167	4,172
24	3,235	48	3,090	72	3,332	96	3,377	120	3,347	144	3,551	168	3,575

b) Sắp xếp phụ tải từng giờ theo thứ tự phụ tải từ cao xuống thấp:

STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P	STT	P
1	7,485	25	5,967	49	5,129	73	4,667	97	4,359	121	3,818	145	3,179
2	7,474	26	5,952	50	5,081	74	4,663	98	4,355	122	3,788	146	3,163
3	7,416	27	5,932	51	5,016	75	4,651	99	4,353	123	3,775	147	3,163
4	7,380	28	5,860	52	5,010	76	4,649	100	4,349	124	3,618	148	3,157
5	7,365	29	5,854	53	5,008	77	4,638	101	4,295	125	3,616	149	3,124
6	7,104	30	5,844	54	4,994	78	4,628	102	4,274	126	3,575	150	3,122
7	6,818	31	5,813	55	4,939	79	4,620	103	4,264	127	3,551	151	3,116
8	6,620	32	5,801	56	4,922	80	4,603	104	4,234	128	3,425	152	3,107
9	6,593	33	5,634	57	4,908	81	4,581	105	4,199	129	3,377	153	3,105
10	6,584	34	5,588	58	4,884	82	4,579	106	4,186	130	3,369	154	3,090
11	6,580	35	5,513	59	4,880	83	4,568	107	4,178	131	3,356	155	3,081
12	6,512	36	5,487	60	4,868	84	4,564	108	4,172	132	3,352	156	3,050
13	6,498	37	5,485	61	4,833	85	4,558	109	4,151	133	3,347	157	3,011
14	6,476	38	5,465	62	4,833	86	4,541	110	4,151	134	3,332	158	3,007

15	6,373	39	5,360	63	4,825	87	4,519	111	4,144	135	3,306	159	3,002
16	6,352	40	5,352	64	4,800	88	4,511	112	4,029	136	3,289	160	2,987
17	6,257	41	5,348	65	4,788	89	4,484	113	3,999	137	3,283	161	2,963
18	6,215	42	5,260	66	4,776	90	4,459	114	3,997	138	3,248	162	2,906
19	6,132	43	5,228	67	4,761	91	4,407	115	3,989	139	3,235	163	2,906
20	6,113	44	5,212	68	4,737	92	4,399	116	3,985	140	3,215	164	2,889
21	6,076	45	5,208	69	4,735	93	4,392	117	3,978	141	3,213	165	2,880
22	6,066	46	5,206	70	4,731	94	4,384	118	3,926	142	3,202	166	2,871
23	6,030	47	5,159	71	4,700	95	4,380	119	3,900	143	3,187	167	2,832
24	5,979	48	5,135	72	4,694	96	4,372	120	3,894	144	3,181	168	2,796

c) Tính số giờ trong từng khối phụ tải theo quy định về số phần trăm (%) thời gian trong 01 tuần:

Khối (k)	1	2	3	4	5
$t\%(k)$	5%	15%	30%	30%	20%
$t(k)$ - giờ	8.4	25.2	50.4	50.4	33.6

* Lưu ý:

- Số 8,4 giờ cho khối phụ tải thứ nhất có nghĩa: Phụ tải trong khối 1 gồm có phụ tải của 8 giờ đầu và 0,4 phụ tải của giờ thứ 9;

- Số giờ cho các khối phụ tải khác được hiểu theo nghĩa tương tự.

d) Tính sản lượng từng khối phụ tải ứng với số giờ tương ứng ta sẽ được giá trị phụ tải cho từng khối phụ tải:

Khối (k)	1	2	3	4	5
$A(k)$ - MWh	60,299	154,209	248,916	203,388	103,544

Chương II
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NĂM TỚI

Điều 21. Nội dung, trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới, bao gồm các bước sau:

a) Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền;

b) Tính toán giá trị nước và mực nước tối ưu các hồ chứa thủy điện;

c) Tính toán giới hạn giá bản chào của tổ máy nhiệt điện;

d) Xác định các phương án giá trần thị trường;

đ) Lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất;

e) Tính toán giá công suất thị trường tương ứng với các phương án giá trần thị trường;

g) Tính toán sản lượng kế hoạch, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm của các

Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện theo quy định tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo trình tự quy định tại Sơ đồ 01 ban hành kèm theo Phụ lục này.

Điều 22. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 10 tháng 7 hằng năm, Đơn vị phát điện, đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm phối hợp để xác định và cung cấp cho Đơn vị mua điện các số liệu phục vụ xác định giá nhiên liệu trong lập kế hoạch vận hành năm tới, bao gồm: kế hoạch cung ứng nhiên liệu; giá/chỉ số nhiên liệu đã mua theo các hợp đồng mua bán nhiên liệu và giá/chỉ số nhiên liệu dự kiến.

2. Trước ngày 15 tháng 7 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành. Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm cung cấp thêm nhu cầu phụ tải nội bộ dự kiến từng tháng của năm tiếp theo.

3. Trước 01 tháng 8 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và các đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

4. Trước ngày 01 tháng 9 hằng năm, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định tại Điều 4, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9, Điều 10, Điều 11, Điều 12, Điều 13, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này.

5. Trước ngày 10 tháng 11 hằng năm, Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp số liệu phụ tải dự báo năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng cho Đơn vị bán buôn điện.

6. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố và xác nhận các số liệu về tỷ lệ sản lượng điện năng theo giá hợp đồng, hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm, sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng đã thống nhất trên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

Điều 23. Chuẩn bị các số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 15 tháng 8 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan.

2. Trước ngày 01 tháng 9 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành dự báo phụ tải.

3. Trước ngày 01 tháng 10 hằng năm, trên cơ sở các thông tin được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các thông số và cập nhật vào các chương trình tính toán.

Điều 24. Phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa

1. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định thời gian điều tiết hồ chứa, trong đó thời gian điều tiết hồ chứa được tính toán căn cứ trên dung tích hữu ích của hồ chứa với giả thiết lưu lượng nước về hồ bằng 0 m^3/s và lưu lượng chạy máy tối đa của nhà máy theo công thức sau:

$$T_{đt} = \frac{V_{hi} \times 10^6}{Q_{max} \times 24 \times 3600}$$

Trong đó:

$T_{đt}$: Thời gian điều tiết hồ chứa (ngày);

V_{hi}: Thể tích hữu ích (triệu m^3);

Q_{max}: Lưu lượng nước chạy máy tối đa của nhà máy (m^3/s).

2. Căn cứ thời gian điều tiết hồ chứa theo tính toán, các nhà máy thủy điện được phân loại thành hai nhóm sau:

a) Nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên: gồm các nhà máy thủy điện có thời gian điều tiết hồ chứa ($T_{đt}$) từ 02 ngày trở lên;

b) Nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày: gồm các nhà máy thủy điện có thời gian điều tiết hồ chứa ($T_{đt}$) dưới 02 ngày.

Điều 25. Xác định suất hao nhiệt của tổ máy nhiệt điện

Trên cơ sở số liệu cung cấp của Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, xác định suất hao nhiệt và hệ số suy giảm hiệu suất của các tổ máy nhiệt điện theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này.

Điều 26. Xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho năm tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán xác định nhu cầu các loại hình dịch vụ phụ trợ cho năm tới theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 27. Tính toán giá trị nước năm tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước năm tới theo nguyên tắc quy định tại Điều 19 Phụ lục này, theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành năm tới bao gồm giá trị nước 52 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của các nhà máy thủy điện (đồng/kWh);

Điều 28. Tính toán mô phỏng thị trường điện năm tới

1. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

2. Trong tính toán mô phỏng thị trường, các tổ máy được cập nhật vào chương trình mô phỏng thị trường như sau:

a) Các tổ máy nhiệt điện sử dụng chi phí biến đổi theo quy định tại khoản 3 Điều 19 Thông tư này;

b) Các tổ máy thủy điện sử dụng thông số kỹ thuật tổ máy, đặc tính hồ chứa và thông số thủy văn;

c) Các tổ máy chưa có đầy đủ số liệu được mô phỏng là tổ máy với sản lượng cố định bằng sản lượng trong kế hoạch vận hành hệ thống điện;

d) Ràng buộc về bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong năm tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu của các nhà máy điện có yêu cầu về bao tiêu;

- Đối với các nhà máy điện có yêu cầu về bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu có yêu cầu bao tiêu ở giữa năm), bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động từ ngày 01/01 đến ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu năm trừ đi sản lượng ước đã thực hiện từ thời điểm bao tiêu năm hiện tại đến ngày 31/12 của năm hiện tại.

3. Kết quả mô phỏng thị trường bao gồm:

a) Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của năm tới (đồng/kWh);

b) Mực nước tối ưu các hồ chứa thủy điện từng tuần và từng tháng của năm tới (m);

c) Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của năm tới (MWh);

d) Giá biên dự kiến các miền.

Điều 29. Phân loại nhà máy nhiệt điện năm tới

1. Các nhà máy nhiệt điện được phân loại thành ba nhóm như sau:

a) Nhóm nhà máy chạy nền;

b) Nhóm nhà máy chạy lưng;

c) Nhóm nhà máy chạy đỉnh.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán

phân loại nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh năm tới và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

3. Việc phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh được xác định căn cứ trên kết quả tính toán hệ số tải trung bình của nhà máy nhiệt điện.

4. Số liệu đầu vào phục vụ tính toán phân loại nhà máy:

a) Kết quả tính toán tổng sản lượng điện năng dự kiến của các nhà máy nhiệt điện trong kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo phương pháp lập lịch có ràng buộc;

b) Công suất đặt của nhà máy;

c) Thời điểm đưa nhà máy mới vào vận hành thương mại.

5. Trình tự tính toán phân loại nhà máy chạy nền, chạy lưng, chạy đỉnh cho kế hoạch vận hành năm tới được thực hiện như sau:

a) Từ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện theo quy định tại Điều 28 Phụ lục này, xác định được tổng sản lượng điện năng dự kiến trong năm tới của từng nhà máy nhiệt điện.

b) Hệ số tải trung bình năm của mỗi nhà máy được xác định như sau:

$$K_{tbN}^{i} = \frac{A_N^i}{P_i \cdot T_N} \cdot 100\%$$

Trong đó:

K_{tbN}^{i}: Hệ số tải trung bình năm của nhà máy i (%);

A_N^i: Tổng sản lượng điện năng dự kiến trong năm tới của nhà máy i, xác định từ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện (MWh);

P_i: Công suất đặt của nhà máy i (MW);

T_N: Tổng số chu kỳ tính toán hệ số tải năm.

6. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình năm của các nhà máy nhiệt điện và phân loại nhà máy nhiệt điện theo quy định tại khoản 2 Điều 23 Thông tư này.

Điều 30. Tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, công bố số liệu đầu vào và kết quả tính toán giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện theo quy định tại Điều 24 Thông tư này.

Điều 31. Xác định giá trần thị trường điện áp dụng cho các đơn vị phát điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các phương án giá trần thị trường điện theo quy định tại Điều 25 Thông tư này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 32. Lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất

Trước ngày 01 tháng 10 hằng năm, Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp các số liệu hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để xác định nhà máy điện mới tốt nhất theo mẫu tại Biểu mẫu 12 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất trong năm tới theo quy định tại Điều 26 Thông tư này, theo trình tự tại Sơ đồ 05 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 33. Xác định giá công suất thị trường

Căn cứ kết quả tính toán mô phỏng thị trường điện quy định tại Điều 28 Phụ lục này và các phương án giá trần thị trường điện quy định tại Điều 31 Phụ lục này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định giá công suất thị trường theo quy định tại Điều 27 và Điều 28 Thông tư này, theo trình tự tại Sơ đồ 06 Phụ lục này và theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 07 Phụ lục này.

Điều 34. Xác định sản lượng điện hợp đồng, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và tối thiểu tháng

1. Đối với các nhà máy nhiệt điện đã có thoả thuận về tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng và chưa thỏa thuận được sản lượng điện hợp đồng năm; hoặc không thỏa thuận, thống nhất được về sản lượng điện hợp đồng năm, tháng, trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng mà các đơn vị đã thống nhất hoặc do Bộ Công Thương công bố để tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm cho từng nhà máy nhiệt điện theo quy định tại Điều 29 Thông tư này.

2. Việc tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và phân bổ sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm vào các tháng trong năm phải được điều chỉnh phù hợp với lịch bảo dưỡng sửa chữa, sản lượng phát lớn nhất, sản lượng phát tối thiểu trong tháng của các nhà máy điện, có xem xét đến xác suất sự cố và thực tế vận hành của các nhà máy điện trong 5 năm trước.

3. Trường hợp sau khi điều chỉnh theo khoản 2 Điều này, tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu các tháng trong năm không bằng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng được điều chỉnh phân bổ trên nguyên tắc đảm bảo tổng sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm không thay đổi và đảm bảo nguyên tắc quy định tại khoản 2 Điều này.

4. Trước ngày 15 tháng 11 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng cho Đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch để kiểm tra.

Điều 35. Kiểm tra, thẩm định kế hoạch vận hành thị trường điện năm

1. Trước ngày 25 tháng 10 hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lấy ý kiến Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đơn vị phát

điện, Đơn vị bán buôn điện về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới. Các đơn vị trên có trách nhiệm gửi ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước ngày 05 tháng 11 hằng năm. Trên cơ sở ý kiến của các đơn vị, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thiện tính toán và lập Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới (bao gồm kết quả tính toán, các số liệu đầu vào và thuyết minh tính toán).

2. Báo cáo kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới bao gồm các thông số đầu vào, thuyết minh và kết quả tính toán, nội dung cơ bản bao gồm:

a) Số liệu đầu vào (theo quy định tại Điều 2 Phụ lục này);

b) Giá trị nước và kết quả giá trị nước từng tuần, mực nước tối ưu từng tháng của các hồ thủy điện cho năm tới;

c) Kết quả tính toán, phân loại tổ máy và giá trần các tổ máy nhiệt điện;

d) Các phương án giá trần thị trường;

đ) Kết quả tính toán, lựa chọn nhà máy mới tốt nhất;

e) Kết quả tính toán giá công suất thị trường;

g) Thống kê các thỏa thuận sản lượng điện hợp đồng năm, sản lượng điện hợp đồng tháng của các nhà máy điện đã có thỏa thuận với Đơn vị mua điện;

h) Kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng của các nhà máy điện chưa có thỏa thuận với Đơn vị mua điện;

i) Kết quả tính toán, phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa.

Điều 36. Phê duyệt, công bố kế hoạch vận hành thị trường điện năm

1. Trước ngày 15 tháng 11 năm N, sau khi lấy ý kiến góp ý của các các đơn vị liên quan, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm trình Cục Điện lực Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới để báo cáo Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới theo quy định tại khoản 2, khoản 3 Điều 31 Thông tư này lên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện.

Chương III
KẾ HOẠCH VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN THÁNG TỚI

Điều 37. Nội dung và trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới, bao gồm các bước sau:

a) Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền;

b) Tính toán giá trị nước, mực nước tối ưu, sản lượng dự kiến của nhà máy thủy điện bậc thang và nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết trên một tuần;

c) Tính toán phân loại tổ máy và tính toán giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện;

d) Tính toán sản lượng dự kiến của các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu;

đ) Xác định sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ của từng nhà máy điện;

e) Xác định nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp, danh sách các tổ máy phát điện đủ điều kiện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong kế hoạch vận hành tháng tới.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng hệ thống chương trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành tháng theo quy định tại Sơ đồ 02 Phụ lục này.

Điều 38. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Trước ngày 12 hằng tháng, Đơn vị phát điện, đơn vị cung cấp nhiên liệu có trách nhiệm phối hợp để xác định và cung cấp cho Đơn vị mua điện các số liệu phục vụ xác định giá nhiên liệu trong lập kế hoạch vận hành tháng tới, bao gồm: kế hoạch cung ứng nhiên liệu; giá/chỉ số nhiên liệu đã mua theo các hợp đồng mua bán nhiên liệu và giá/chỉ số nhiên liệu dự kiến.

2. Trước ngày 15 hằng tháng, các đơn vị tham gia thị trường điện có trách nhiệm cập nhật và cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo các quy định tại Điều 4, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9, Điều 10, Điều 11, Điều 12, Điều 13, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này và theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

3. Trước ngày 20 hằng tháng, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành. Các đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện thuộc khu công nghiệp có trách nhiệm cung cấp thêm nhu cầu phụ tải nội bộ dự kiến của tháng tiếp theo.

4. Trước ngày 30 hằng tháng, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố và xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng tới, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch (đối với nhà máy điện mới) trong trường hợp đã thỏa thuận và thống nhất trên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị

trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

5. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp sản lượng khả dụng dự kiến nhà máy điện tháng tới theo đặc tính kỹ thuật tổ máy có xét đến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa và thông tin về kế hoạch cung cấp nhiên liệu tháng tới và các tháng tiếp theo đối với các nhà máy nhiệt điện (có xác nhận của đơn vị cung cấp nhiên liệu) cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này để làm cơ sở tính toán lập kế hoạch vận hành tháng tới và xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng tới theo quy định về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

6. Trước ngày 15 hằng tháng, Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện từng chu kỳ giao dịch của tháng kế tiếp và các tháng còn lại đến hết năm, gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ lập kế hoạch vận hành tháng tới và tính toán chi phí mua điện.

Điều 39. Chuẩn bị các số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự kiến phụ tải tháng tới theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự kiến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan cho tháng tới.

3. Trước ngày 25 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan cho tháng tới theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

4. Trước ngày 20 hằng tháng, trên cơ sở các thông tin được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các thông số và cập nhật vào các chương trình tính toán.

Điều 40. Tính toán giá trị nước tháng tới

1. Trước ngày 20 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước của các hồ thủy điện trong tháng tới

theo quy định tại Điều 19 Phụ lục này và theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành tháng tới bao gồm giá trị nước 05 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của các nhà máy thủy điện (đồng/kWh).

Điều 41. Tính toán mô phỏng thị trường tháng tới

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán mô phỏng thị trường điện theo phương pháp và trình tự quy định tại Điều 18 Phụ lục này.

2. Các tổ máy trong chương trình mô phỏng thị trường được cập nhật như sau:

a) Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện từng chu kì trong một tháng bằng nhau và được cập nhật bằng kết quả chi phí biến đổi của nhiệt điện trong tháng tới;

b) Các tổ máy thủy điện mô phỏng đặc tính kỹ thuật, đặc tính hồ chứa, lưu lượng nước về, mức nước hồ chứa thủy điện từ dữ liệu đầu vào của bài toán tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới;

c) Công suất tối đa của các tổ máy từng chu kì trong tháng được cập nhật bằng công suất khả dụng của các tổ máy;

d) Đối với các tổ máy/nhà máy chạy theo phương pháp cố định sản lượng tháng tới, công suất huy động từng chu kì trong chương trình mô phỏng thị trường trong một tháng được cập nhật theo biểu đồ công suất mẫu của năm/tháng quá khứ tương đồng với tháng dự kiến tính toán kết hợp với sản lượng dự kiến của tổ máy/nhà máy trong tháng tới đồng thời công suất tối đa là công suất khả dụng của tổ máy/nhà máy. Công suất từng chu kì được tính toán theo công thức sau:

$$P^i = E_T^i \frac{P^i_{mau_t}}{\sum_{t=1}^{I} P^i_{mau_t}}$$

Trong đó:

P^i : Công suất từng chu kì của tổ máy/nhà máy i trong tháng T (MW);

E_T^i : Sản lượng của tổ máy/nhà máy i trong tháng T được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh).

$P^i_{mau_t}$: Công suất mẫu tại chu kì t của tổ máy/nhà máy i.

đ) Ràng buộc bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong tháng tới lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng tới của nhà máy điện. Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cung cấp số liệu sản lượng bao tiêu các tháng tới cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp Đơn vị mua điện hoặc Tập đoàn Điện lực Việt Nam không cung cấp số liệu về yêu cầu bao tiêu tháng tới, sản lượng bao tiêu tháng tới được tính toán theo công thức sau:

$$TOP_T^i = \left(TOP_Y^i - A_{T-1}^i\right) * \frac{E_T^i}{\sum_{t=T}^{12} E_t^i}$$

Trong đó:

TOP_T^i: Sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_Y^i: sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{T-1}^i: Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y đến hết tháng T-1 (MWh);

E_T^i: Sản lượng của tổ máy/nhà máy i trong tháng T được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh);

$\sum_{t=T}^{12} E_t^i$: Tổng sản lượng của tổ máy/nhà máy i từ tháng T đến cuối năm được sử dụng từ kết quả tính toán kế hoạch hệ thống điện tháng tới (MWh).

- Đối với các nhà máy có yêu cầu bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm) có ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tháng T, bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động (từ ngày 1 tháng T đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tháng T lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại, trong đó sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại được tính theo công thức sau:

$$TOP_{T*}^i = TOP_{Y-1}^i - A_{T*-1}^i$$

Trong đó:

TOP_{T*}^i: Sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại trong tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_{Y-1}^i: Sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y-1 của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{T*-1}^i: Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y-1 đến hết tháng T-1 (MWh).

3. Tính toán mô phỏng thị trường đưa ra sản lượng từng chu kỳ giao dịch của từng tổ máy theo phương pháp lập lịch có ràng buộc (MWh).

Điều 42. Phân loại nhà máy nhiệt điện tháng tới

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng mô hình mô phỏng thị trường được quy định tại Điều 41 Phụ lục này để xác định hệ số tải trung bình tháng của các nhà máy nhiệt điện, phân loại các nhà máy chạy nền, chạy lưng và chạy đỉnh trong tháng tới.

2. Hệ số tải trung bình tháng của mỗi nhà máy được xác định như sau:

$$K_{tbT}^{i} = \frac{A_T^i}{P_i \cdot T_T} \cdot 100\%$$

Trong đó:

K_{tbT}^{i}: Hệ số tải trung bình tháng của nhà máy i (%);

A_T^i : Tổng sản lượng điện năng dự kiến trong tháng tới của nhà máy i, xác định từ kết quả tính toán kế hoạch vận hành tháng được xác định tại Điều 41 Phụ lục này (MWh);

P_i: Công suất đặt của nhà máy i (MW);

T_T: Tổng số chu kỳ tính toán hệ số tải tháng.

3. Căn cứ vào hệ số tải trung bình tháng từ kết quả mô phỏng, các nhà máy nhiệt điện được phân loại thành 03 nhóm theo quy định tại khoản 2 Điều 34 Thông tư này.

Điều 43. Điều chỉnh giá trần bản chào của tổ máy nhiệt điện

1. Trước ngày 23 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới theo phương pháp quy định tại Điều 35 Thông tư này.

2. Trước ngày 23 hằng tháng, sau khi tính toán điều chỉnh giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố số liệu đầu vào và kết quả giá trần bản chào, giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện trong tháng tới.

Điều 44. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng

1. Trước ngày 20 hằng tháng, trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất về sản lượng điện hợp đồng tháng, hoặc các nội dung và kết quả điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng, các đơn vị có trách nhiệm thông báo sản lượng điện hợp đồng tháng tới và các tháng còn lại trong năm mà các bên đã thống nhất cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ công tác vận hành thị trường điện.

2. Trừ trường hợp đã có thỏa thuận về sản lượng điện hợp đồng tháng theo quy định tại khoản 1 Điều này, việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng được thực hiện theo quy định tại Điều 17, Điều 37 Thông tư này và quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này về Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện.

Điều 45. Xác định sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ

Trừ trường hợp đã có thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện mới, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được

xác định như sau:

1. Trước 05 ngày cuối cùng hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ trong tháng tới cho từng nhà máy điện và đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 38, Điều 40 Thông tư này.

2. Trước 05 ngày cuối cùng hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lên Trang thông tin điện tử thị trường điện số liệu đầu vào phục vụ tính toán và kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng sơ bộ trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoàn thành kiểm tra các sai lệch trong kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng tới ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng hằng tháng. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch chính thức trong tháng cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch ít nhất 03 ngày trước ngày cuối cùng hằng tháng.

Điều 46. Kiểm tra, phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới

1. Việc kiểm tra, phê duyệt và thời gian công bố kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới được thực hiện theo quy định tại Điều 41 Thông tư này.

2. Trước ngày cuối cùng hằng tháng, trên cơ sở sản lượng điện hợp đồng tại điểm giao nhận do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố, Đơn vị mua điện và Đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng tới được điều chỉnh theo quy định tại Điều 44 Phụ lục này và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch theo kết quả tính toán và công bố của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Chương IV
LẬP KẾ HOẠCH VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN TUẦN TỚI

Điều 47. Nội dung, trình tự lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới, bao gồm các nội dung theo quy định tại khoản 2 Điều 43 Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các công cụ phần mềm tính toán theo quy định tại Điều 1 Phụ lục này để tính toán lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần theo trình tự quy định tại Sơ đồ 03 Phụ lục này.

Điều 48. Cung cấp số liệu phục vụ lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

1. Trước 08h00 thứ Ba hằng tuần, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị

liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Trước 15h00 thứ Ba hằng tuần, đơn vị tham gia thị trường điện và đơn vị liên quan có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu theo quy định tại Điều 4, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9, Điều 10, Điều 11, Điều 12, Điều 13, Điều 14 và Điều 15 Phụ lục này và theo quy định về lập kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện và nhà máy điện trong hệ thống điện quốc gia tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 49. Chuẩn bị số liệu đầu vào cho lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

Trước 17h00 thứ Ba hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm:

1. Dự kiến phụ tải tuần tới theo phương pháp quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Dự kiến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan cho tuần tới.

3. Xác định các thông số và cập nhật vào các chương trình tính toán căn cứ trên cơ sở các thông tin được các đơn vị liên quan cung cấp.

Điều 50. Tính toán giá trị nước tuần tới

1. Trước 10h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị nước của các hồ thủy điện trong tuần tới theo nguyên tắc quy định tại Điều 19 Phụ lục này và theo trình tự tại Sơ đồ 04 Phụ lục này.

2. Kết quả tính toán giá trị nước phục vụ quá trình lập kế hoạch vận hành tuần tới bao gồm giá trị nước 01 tuần đầu tiên trong chu kỳ tính toán của nhà máy thủy điện (đồng/kWh);

Điều 51. Tính toán kế hoạch vận hành nguồn điện tuần tới

1. Trước 15h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán kế hoạch vận hành nguồn điện tuần sử dụng chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn.

2. Giá bản chào và công suất các tổ máy trong chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn được cập nhật như sau:

a) Giá bản chào các tổ máy nhiệt điện từng chu kỳ trong một tuần bằng nhau và được cập nhật bằng giá biến đổi các tổ máy nhiệt điện tuần tới;

b) Các tổ máy thủy điện được mô phỏng theo quy định tại Điều 18 Phụ lục này;

c) Ràng buộc bao tiêu:

- Mô phỏng ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động trong tuần tới đến cuối tháng lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại trong tháng của nhà máy điện. Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cung cấp số liệu sản lượng bao tiêu các tuần tới đến cuối tháng cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trường hợp Đơn vị mua điện/Tập đoàn Điện lực Việt Nam không cung cấp số liệu về yêu cầu bao tiêu tuần tới đến hết tháng, sản lượng bao tiêu tuần được tính theo công thức sau:

$$TOP_W^i = TOP_T^i - A_{W-1}^i$$

Trong đó:

TOP_W^i: sản lượng yêu cầu bao tiêu từ đầu tuần tới đến cuối tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_T^i: sản lượng yêu cầu bao tiêu tháng T của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{W-1}^i: Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm đầu tháng T đến cuối tuần hiện tại (MWh);

- Đối với các nhà máy có yêu cầu bao tiêu không đủ năm (ngày bắt đầu bao tiêu ở giữa năm) và có ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tuần tới, bổ sung thêm ràng buộc đảm bảo sản lượng huy động từ đầu tuần tới đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 lớn hơn hoặc bằng sản lượng yêu cầu bao tiêu còn lại được tính theo công thức sau:

$$TOP_{W*}^i = TOP_{Y-1}^i - A_{W*}^i$$

Trong đó:

TOP_{W*}^i: sản lượng yêu cầu bao tiêu từ đầu tuần tới đến đến hết ngày kết thúc bao tiêu của năm Y-1 trong tuần tới của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

TOP_{Y-1}^i: sản lượng yêu cầu bao tiêu năm Y-1 của tổ máy/nhà máy điện i (MWh);

A_{W*}^i: Sản lượng ước thực hiện của tổ máy/nhà máy i từ thời điểm bắt đầu bao tiêu trong năm Y-1 đến cuối tuần hiện tại (MWh).

3. Điều tiết hồ chứa thủy điện tuần tới căn cứ trên dự báo lưu lượng nước về trung bình tuần của hồ chứa thủy điện, mực nước thượng lưu đầu tuần và mực nước thượng lưu cuối tuần

a) Dự báo lưu lượng nước về trung bình tuần tới được xác định căn cứ trên các số liệu: (i) Số liệu do đơn vị dự báo độc lập cung cấp; (ii) Lưu lượng nước về

trung bình các ngày trong quá khứ; (iii) Lưu lượng nước về trong phương thức tháng và có xét theo xu hướng thủy văn tại thời điểm tính toán;

b) Mực nước thượng lưu đầu tuần tới của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên được tính toán căn cứ trên mực nước hiện tại, sản lượng dự kiến các ngày còn lại trong tuần hiện tại và dự báo lưu lượng nước về trung bình các ngày còn lại trong tuần theo chuỗi số liệu quá khứ hoặc số liệu do đơn vị dự báo độc lập cung cấp.

c) Mực nước thượng lưu cuối tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày được cập nhật bằng mực nước thượng lưu đầu tuần tới, trừ trường hợp Qve dự báo lớn hơn Qcm tối đa hoặc để bảo đảm cung cấp điện, chống quá tải lưới điện;

d) Mực nước thượng lưu cuối tuần của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên là kết quả tính toán phối hợp thủy - nhiệt điện trong hệ thống điện quốc gia và có định hướng theo mực nước cuối tháng theo phương thức tháng và nhu cầu hệ thống

4. Kết quả tính toán từ chương trình tối ưu thủy nhiệt điện ngắn hạn bao gồm: Sản lượng điện (MWh) từng chu kỳ của nhà máy điện bao gồm nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày và các nhà máy điện khác.

Điều 52. Tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải tuần tới

Trước 15h00 thứ Tư hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải tuần tới theo trình tự sau:

1. Tính toán cân bằng công suất hệ thống điện quốc gia tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày tương ứng với kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các thời điểm đó.

2. Xây dựng cơ sở dữ liệu cho tính toán các chế độ vận hành lưới điện tại thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày căn cứ kết quả dự báo phụ tải, cân bằng công suất và cấu hình lưới điện của hệ thống điện.

3. Tính toán dòng điện ngắn mạch tại các thanh cái 500kV, 220kV và 110kV trong lưới điện truyền tải.

4. Tính toán chế độ vận hành bình thường của lưới điện tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày; cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) mang tải cao theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành; đánh giá khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải điện của lưới điện quốc gia, vùng, miền.

5. Tính toán chế độ vận hành lưới điện khi sự cố phần tử nguy hiểm trong hệ thống điện (chế độ N-1) tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày. Cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) có khả năng xảy ra

sự cố nguy hiểm.

6. Tính toán và quy định biểu đồ điện áp các điểm nút chính trong hệ thống điện quốc gia.

7. Tính toán các chế độ vận hành đặc biệt khác (nếu cần).

8. Đề xuất các giải pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn, tin cậy.

Điều 53. Kiểm tra, phê duyệt, công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới

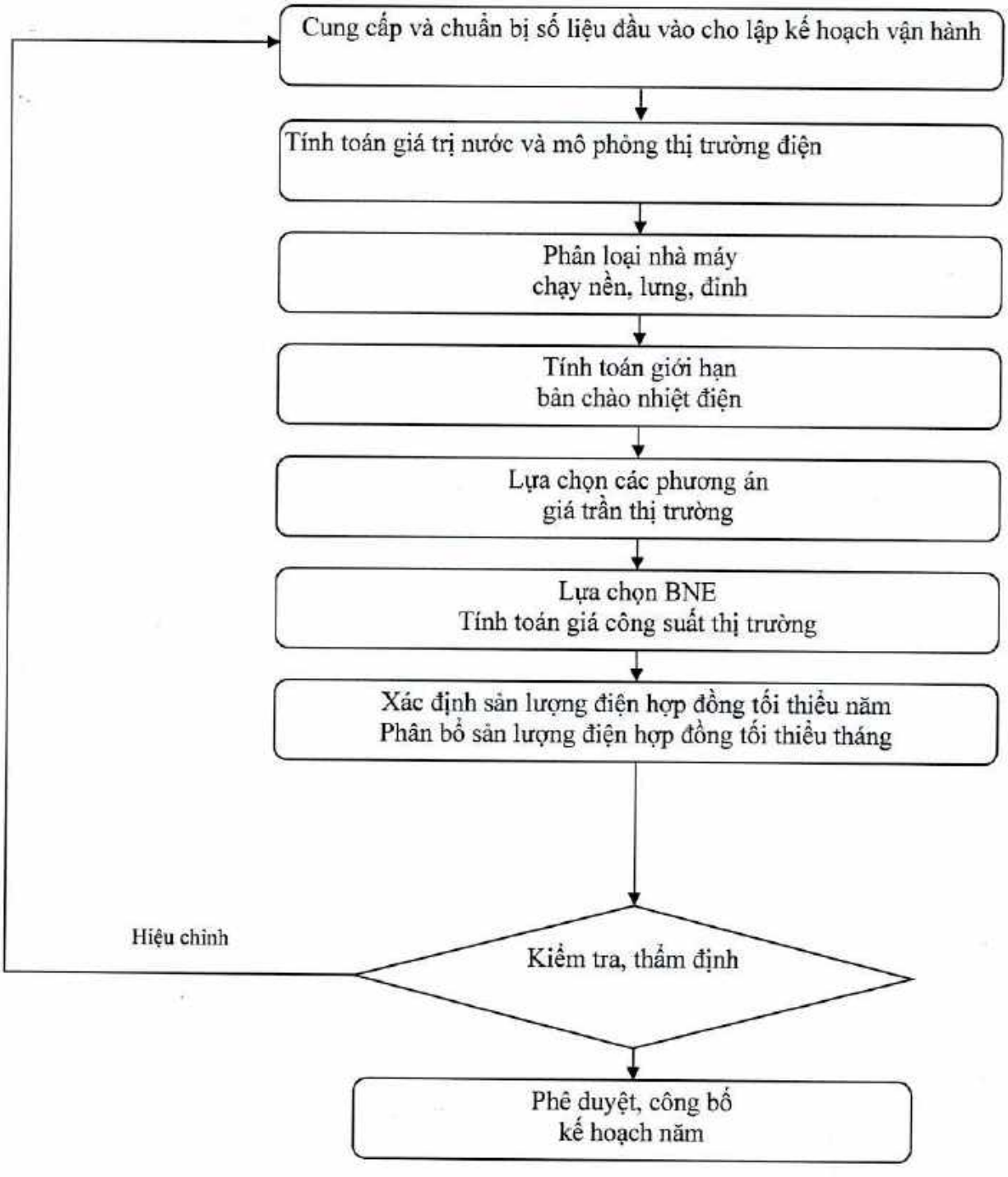
Trước 15h00 thứ Sáu hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới lên trang thông tin điện tử thị trường điện và gửi báo cáo Cục Điện lực theo quy định về Quy trình quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

DANH MỤC SƠ ĐỒ

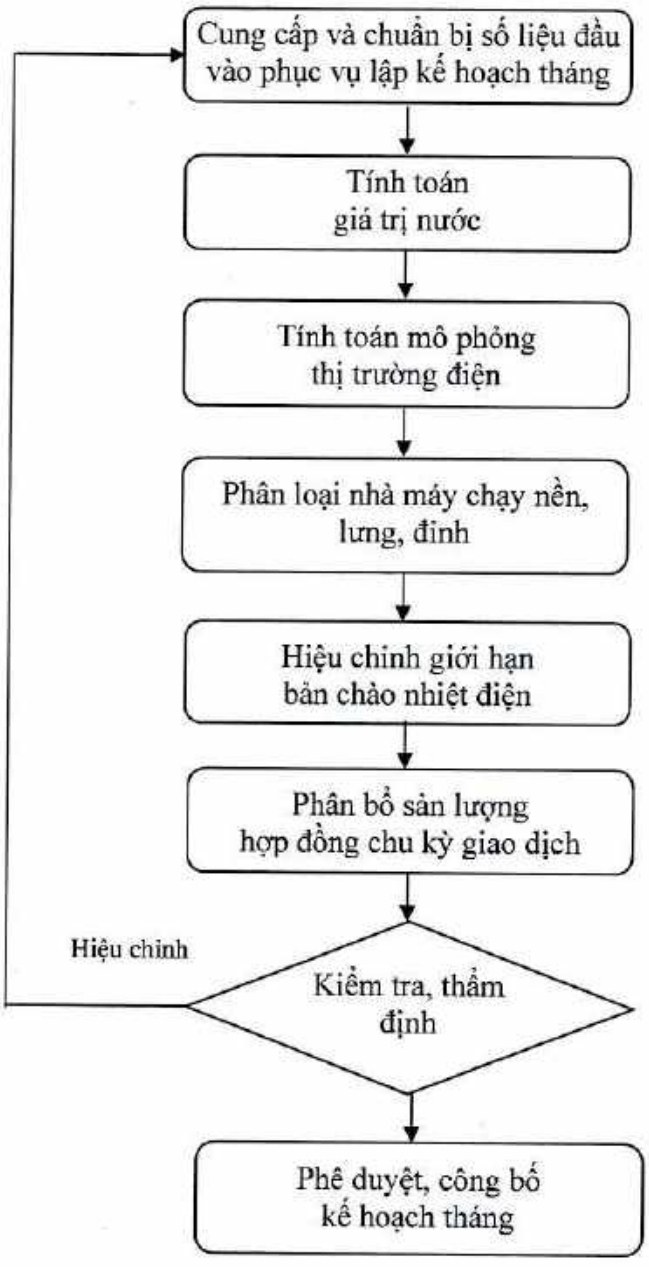
(Kèm theo Phụ lục I. Quy trình lập kế hoạch vận hành thị trường điện)

STT	TÊN SƠ ĐỒ
Sơ đồ 01	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Sơ đồ 02	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới
Sơ đồ 03	Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới
Sơ đồ 04	Trình tự tính toán giá trị nước
Sơ đồ 05	Trình tự lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất
Sơ đồ 06	Trình tự thực hiện tính toán giá công suất thị trường
Sơ đồ 07	Thời gian biểu lập kế hoạch vận hành thị trường điện

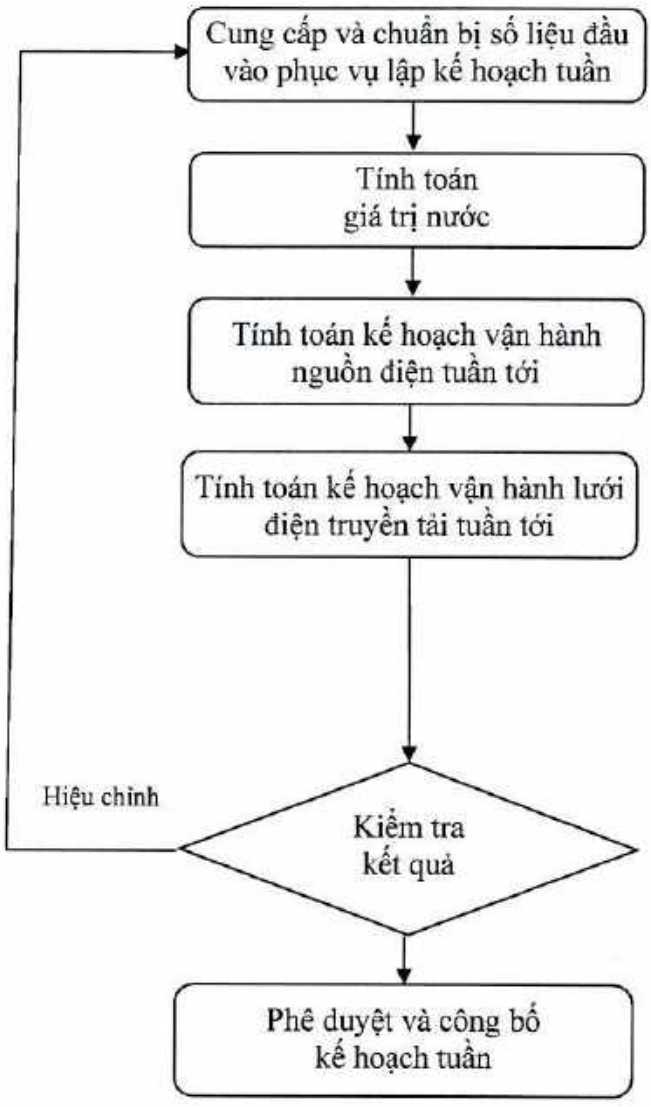
Sơ đồ 01 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới



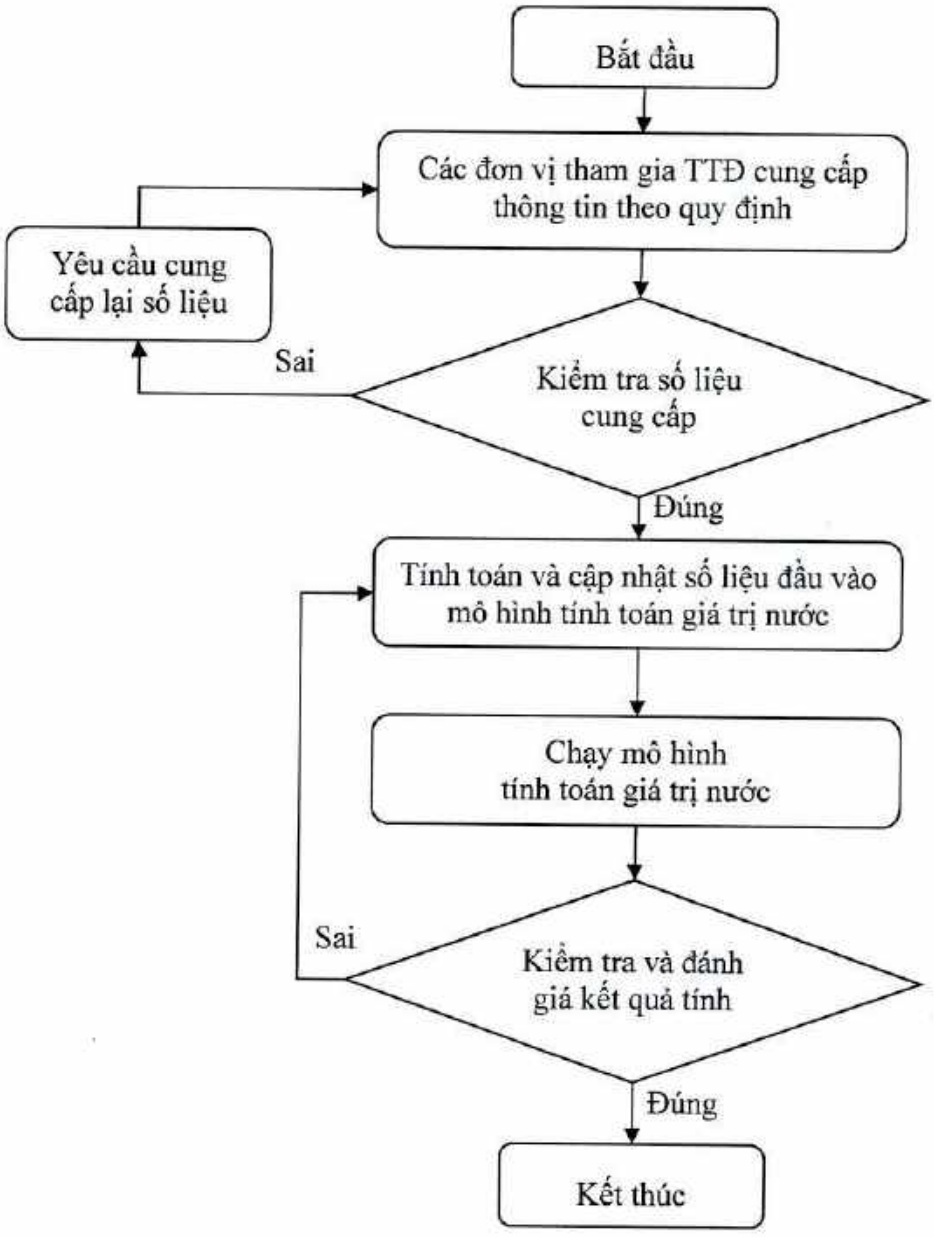
Sơ đồ 02 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới



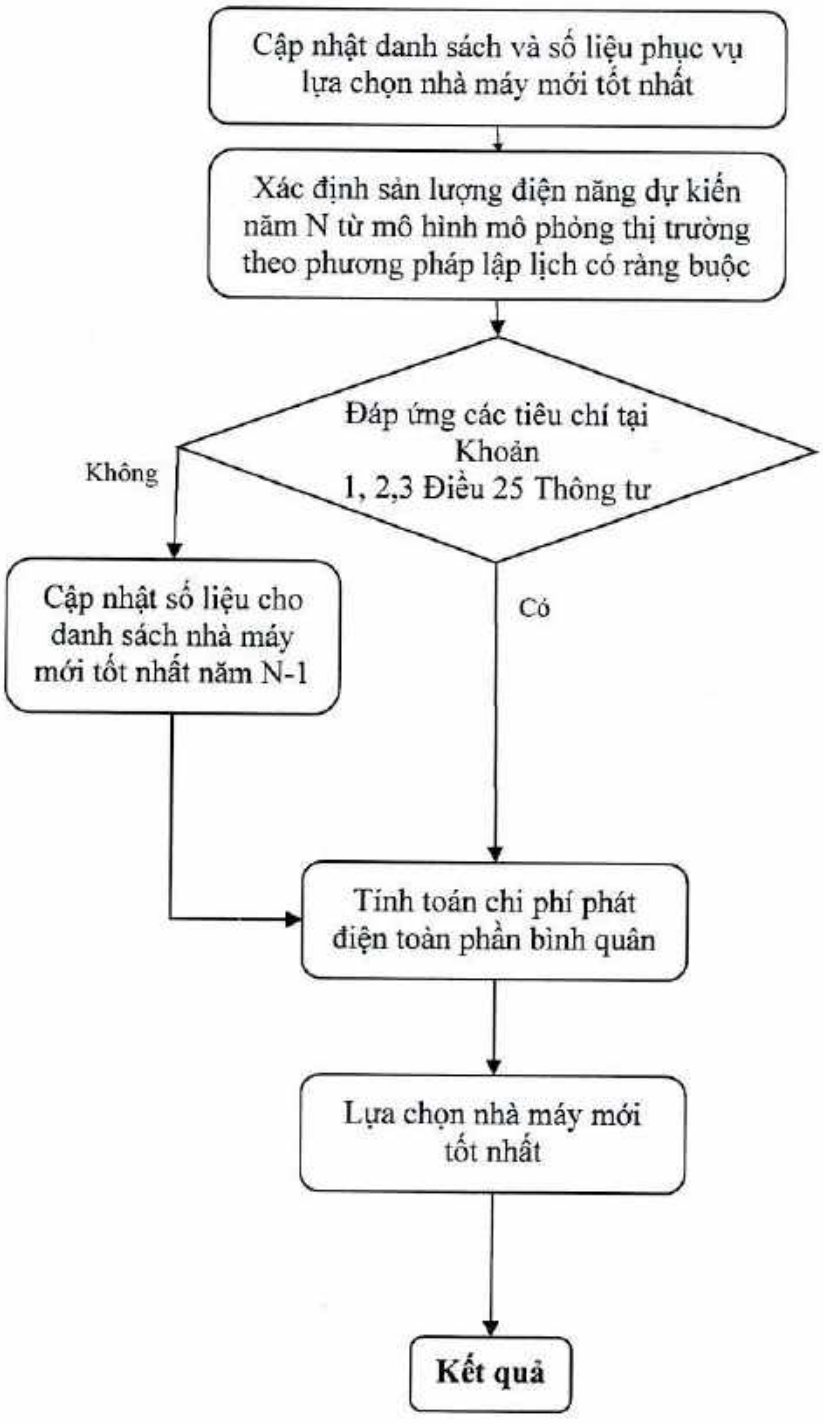
Sơ đồ 03 – Trình tự lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới



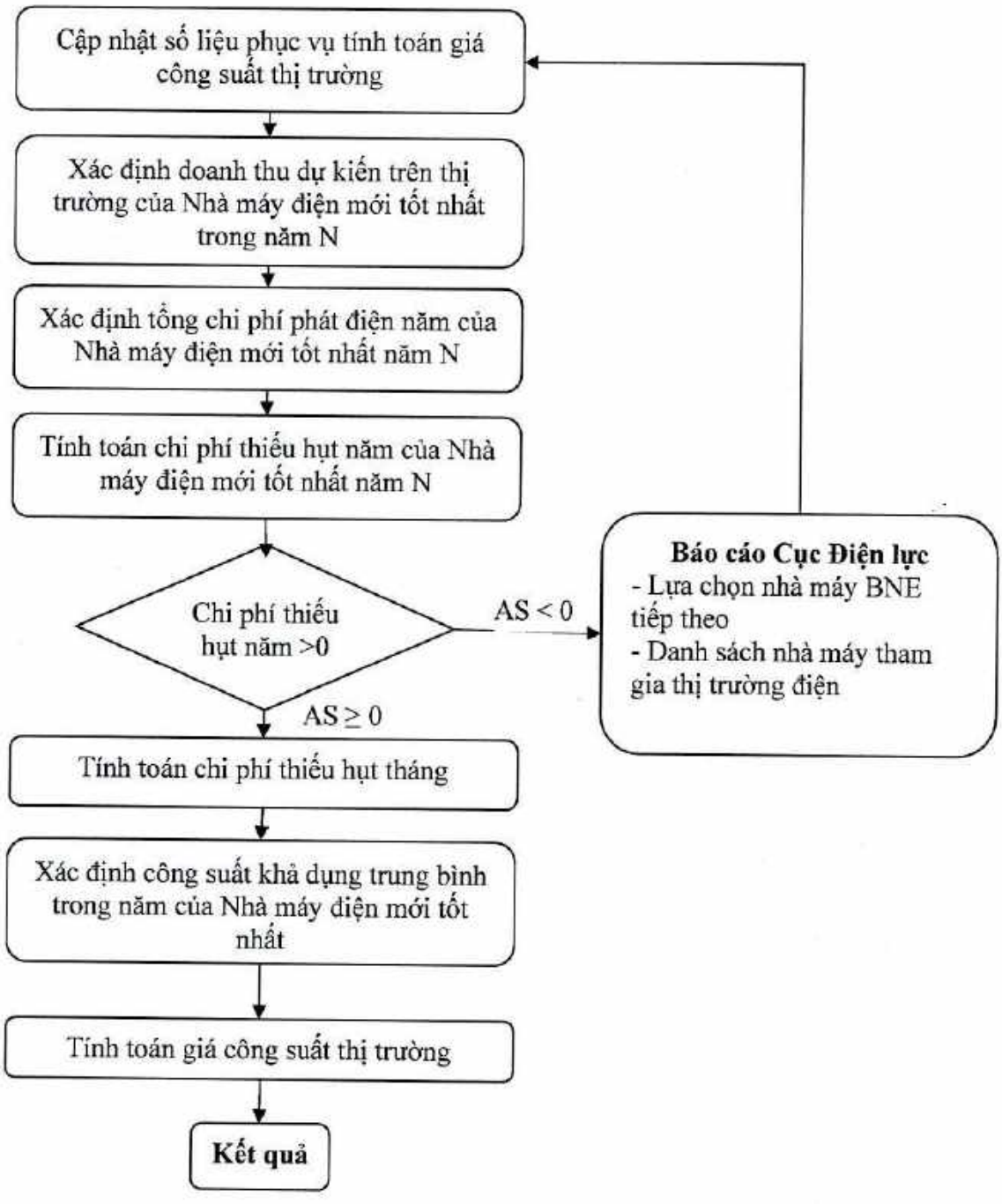
Sơ đồ 04 – Trình tự tính toán giá trị nước



Sơ đồ 05 – Trình tự lựa chọn nhà máy điện mới tốt nhất



Sơ đồ 06 – Trình tự thực hiện tính toán giá công suất thị trường



Sơ đồ 07 – Thời gian biểu lập kế hoạch vận hành thị trường điện

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 15 tháng 7 năm N-1		Cung cấp số liệu về kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải	ĐVMĐ, NPT, NMĐ	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải; - Phụ tải nội bộ (đối với NMĐ thuộc khu công nghiệp).
Ngày 01 tháng 8 năm N-1		Dự báo phụ tải năm tới gửi NSMO	ĐVMĐ	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu dự báo phụ tải và xuất nhập khẩu điện.
Ngày 01 tháng 9 năm N-1		Cung cấp các số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện năm gửi NSMO	ĐVMĐ, NPT, NMĐ	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Mô phỏng các tổ máy thủy điện và nhiệt điện; - Mô phỏng các hồ thủy điện; - Tiến độ các công trình mới; - Lưu lượng nước về các hồ thủy điện; - Các số liệu về nhiên liệu và giới hạn nhiên liệu; - Danh sách các tổ máy đáp ứng yêu cầu là nhà máy BNE; - Khả năng truyền tải và tổn thất đường dây liên kết hệ thống; - Các yêu cầu bảo đảm cung cấp điện; - Các số liệu hợp đồng mua bán điện; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện; - Các ràng buộc khác; - Các thông số chung của thị trường
Ngày 15 tháng 8 năm N-1		Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải	NSMO		Năm N	Hằng năm	Hoàn thành việc lập kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện cho các tổ máy phát điện, đường dây truyền tải điện và các thiết bị kết nối liên quan.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 01 tháng 9 năm N-1		Dự báo phụ tải năm tới và 4 năm tiếp theo	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Các số liệu về phụ tải năm theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.
Ngày 01 tháng 10 năm N-1		Danh sách lựa chọn nhà máy mới tốt nhất	EVN (Công ty Mua bán điện)	NSMO	Năm N	Hằng năm	Danh sách lựa chọn nhà máy mới tốt nhất.
Ngày 01 tháng 10 năm N-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	PCs, NMĐ KCN	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu phụ tải dự báo năm tới
Ngày 10 tháng 11 năm N-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	PCs	NSMO	Năm N	Hằng năm	- Số liệu phụ tải dự báo năm tới cập nhật để phục vụ công tác tính toán phân bổ sản lượng điện hợp đồng cho Đơn vị bán buôn điện
Ngày 05 tháng 10 năm N-1		Tính toán mô phỏng thị trường	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của năm tới; - Mực nước tối ưu; - Giá điện năng thị trường dự kiến; - Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của năm tới (GWh);
Ngày 08 tháng 10 năm N-1		Phân loại tổ máy và tính giá trần nhiệt điện;	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Phân loại các tổ máy nhiệt điện - Giá trần của các tổ máy nhiệt điện

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 10 tháng 10 năm N-1		Lựa chọn các phương án giá trần thị trường; Lựa chọn nhà máy BNE; Tính toán giá công suất thị trường;	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Các phương án giá trần thị trường; - Chi phí phát điện toàn phần trung bình của các nhà máy điện trong danh sách lựa chọn là nhà máy BNE; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại điểm giao nhận của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng tại điểm giao nhận của từng nhà máy nhiệt điện; - Đơn giá CAN cho từng chu kỳ giao dịch trong năm tới; - Giá thị trường toàn phần bình quân.
Trước ngày 25 tháng 10 năm N-1		Lấy ý kiến các đơn vị về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới	NSMO		Năm N	Hằng năm	Dự thảo kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Trước ngày 05 tháng 11 năm N-1		Gửi ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới	EVN, NMĐ, ĐVMĐ		Năm N	Hằng năm	Ý kiến về kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Công bố và xác nhận các thông tin đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện	NMĐ, ĐVMĐ		Năm N	Hằng năm	- Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng; - Sản lượng điện hợp đồng năm; - Sản lượng điện hợp đồng từng tháng trong năm.
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm và tối thiểu tháng trong năm	NSMO		Năm N	Hằng năm	- Sản lượng điện hợp đồng năm tại điểm giao nhận của từng nhà máy điện; - Sản lượng điện hợp đồng tháng tại điểm giao nhận của từng nhà máy điện;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Trình Cục Điện lực	NSMO	EVN	Năm N	Hằng năm	Hoàn thành và trình các kết quả tính toán sau: - Giá trị nước hằng tuần; - Mực nước giới hạn tháng; - Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện; - Kết quả lựa chọn nhà máy BNE; - Kết quả tính toán, phân loại nhà máy nhiệt điện và phân loại nhà máy thủy điện theo điều tiết hồ chứa. - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu tháng tại vị trí đo đếm trong năm; - Các phương án giá trần thị trường; - Các phương án tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng. - Giá công suất thị trường (CAN) từng chu kỳ giao dịch trong năm N. Hồ sơ trình bao gồm cả các thông số đầu vào và thuyết minh tính toán
Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1		Gửi kết quả tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tháng	NSMO		Năm N	Hằng năm	Gửi Đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch các kết quả tính toán sau: - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm tại vị trí đo đếm của từng nhà máy nhiệt điện; - Sản lượng điện hợp đồng tối thiểu các tháng trong năm tại vị trí đo đếm;
Trước ngày 25 tháng 11 năm N-1		Xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng điện hợp đồng năm, tháng	ĐVMĐ, NMĐ		Năm N	Hằng năm	Kiểm tra, phối hợp với NSMO xử lý các sai lệch trong tính toán sản lượng điện hợp đồng tối thiểu năm, tối thiểu tháng

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước ngày 10 tháng 12 năm N-1		Trình Bộ Công Thương xem xét phê duyệt hệ số hiệu chỉnh sản lượng (a) và tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng cho Đơn vị phát điện chưa có thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị mua điện	Cục Điện lực		Năm N	Hằng năm	Hệ số hiệu chỉnh sản lượng (a), Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho Đơn vị phát điện chưa có thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị mua điện
Ngày 15 tháng M-1		Cung cấp số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng gửi NSMO	ĐVMĐ, NPT, NMĐ	NSMO	Tháng M	Hằng tháng	- Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa các tổ máy và lưới truyền tải; - Mô phỏng các tổ máy thủy điện và nhiệt điện; - Mô phỏng các hồ thủy điện; - Tiến độ các công trình mới; - Lưu lượng nước về các hồ thủy điện; - Các số liệu về nhiên liệu và giới hạn nhiên liệu; - Khả năng truyền tải và tổn thất đường dây liên kết hệ thống; - Các yêu cầu bảo đảm cung cấp điện; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện. - Các ràng buộc khác.
Ngày 20 tháng M-1		Dự báo phụ tải gửi NSMO	ĐVMĐ, NMĐ KCN	NSMO	Tháng M	Hằng tháng	- Các số liệu phụ tải tháng theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành. - Phụ tải nội bộ các NMĐ thuộc khu công nghiệp

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Ngày 20 tháng M-1		Công bố và xác nhận các thông tin đã thỏa thuận và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện	NMĐ, ĐVMĐ		Tháng M	Hằng tháng	- Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng; - Sản lượng điện hợp đồng tháng M và các tháng còn lại trong năm N - Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ tháng M (đối với nhà máy điện mới)
Ngày 20 tháng M-1		Tính toán giá trị nước tháng tới	NSMO		Tháng M	Hằng tháng	- Giá trị nước của các hồ thủy điện trong từng tuần của tháng tới; - Công suất khả dụng của các tổ máy trong từng tuần của tháng tới (MW); - Sản lượng dự kiến của các tổ máy trong từng tuần của tháng tới (GWh);
Ngày 23 tháng M-1		Tính toán mô phỏng thị trường tháng; Phân loại tổ máy và điều chỉnh giá trần bản chào nhiệt điện; Xác định sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch.	NSMO		Tháng M	Hằng tháng	- Giá trần bản chào nhiệt điện trong tháng M;- Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện; - Sản lượng dự kiến phát từng chu kỳ giao dịch trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán toán theo giá hợp đồng các chu kỳ giao dịch trong tháng.
Trước 05 ngày cuối tháng M-1		Tính toán và công bố sản lượng hợp đồng sơ bộ tháng M lên cổng thông tin điện tử	NSMO		Tháng M	Hàng tháng	- Tính toán sản lượng hợp đồng sơ bộ tháng M; - Công bố qua cổng thông tin điện tử kết quả sơ bộ
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Kiểm tra các sai lệch trong kết quả sản lượng hợp đồng	NMĐ, ĐVMĐ	NSMO	Tháng M	Hàng tháng	- Kiểm tra và phản hồi kết quả phân bổ sản lượng hợp đồng

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Lấy ý kiến của EVN về kết quả tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tháng	NSMO	EVN	Tháng M	Hằng tháng	- Giá trị nước hằng tuần trong tháng; - Mực nước giới hạn các tuần trong tháng; - Giá trần bản chào nhiệt điện trong tháng M; - Giá trung bình của các giá trần bản chào của các tổ máy nhiệt điện tham gia thị trường điện; - Sản lượng dự kiến phát từng chu kỳ giao dịch trong tháng của các nhà máy điện; - Sản lượng thanh toán toán theo giá hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng.
Trước 03 ngày cuối tháng M-1		Phê duyệt và công bố kế hoạch vận hành cho tháng M	NSMO		Tháng M	Hằng tháng	Phê duyệt và công bố các nội dung của kế hoạch vận hành cho tháng M.
Thứ Ba tuần T-1	8h00	Dự báo phụ tải tuần gửi NSMO	PCs	NSMO	Tuần T	Hằng tuần	- Các số liệu phụ tải tuần theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.
Thứ Ba tuần T-1	15h00	Cung cấp số liệu phục vụ tính toán lập kế hoạch vận hành thị trường điện tuần gửi NSMO	PCs, NPT, NMD	NSMO	Tuần T	Hằng tuần	- Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa; - Thủy văn; - Nhiên liệu; - Truyền tải; - Kế hoạch xuất nhập khẩu điện; - Dịch vụ phụ; - Các ràng buộc khác.
Thứ Tư tuần T-1	10h00	Tính toán giá trị nước	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	- Giá trị nước của các hồ thủy điện trong tuần tới;

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Thứ Tư tuần T-1	15h00	Tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tuần tới	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	- Sản lượng từng chu kỳ của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngàyvà sản lượng của các nhà máy điện khác; - Các giải pháp để đảm bảo vận hành lưới điện an toàn tin cậy.
Thứ Năm tuần T-1	15h00	Lập báo cáo kết quả tính toán kế hoạch vận hành hệ thống điện tuần tới, dự thảo phương thức vận hành hệ thống điện tuần tới và gửi văn bản báo cáo Cục Điện lực	NSMO	Cục Điện lực	Tuần T	Hằng tuần	- Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền; - Tổng sản lượng điện dự kiến phát của từng nhà máy điện trong tuần tới; - Giá trị nước và sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu; - Giá trị nước của các nhóm nhà máy thủy điện bậc thang, các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Mực nước tối ưu phía thượng lưu các hồ chứa thủy điện; - Giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện. - Sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày; - Mực nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa nguồn và lưới điện trong tuần tới; - Các kiến nghị, đề xuất để đảm bảo vận hành hệ thống điện và thị trường điện ổn định, an toàn, tin cậy.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Thứ Sáu tuần T-1	10h00	Phê duyệt kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới	NSMO		Tuần T	Hằng tuần	
Thứ Sáu tuần T-1	15h00	Công bố kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới	NSMO	NMĐ, Công ty mua bán điện, NPT, PCs, EVN	Tuần T	Hằng tuần	Công bố các kết quả sau: - Dự báo phụ tải, bao gồm phụ tải hệ thống điện quốc gia và phụ tải hệ thống điện miền; - Giá trị nước, mực nước tối ưu của các nhà máy thủy điện, giá trị nước cao nhất của các nhà máy thủy điện tham gia thị trường điện cho tuần T; - Mực nước giới hạn tuần của các hồ chứa thủy điện có khả năng điều tiết từ 02 ngày trở lên; - Lịch bảo dưỡng sửa chữa nguồn và lưới điện tuần tới.

Ghi chú:

ĐVMĐ: Đơn vị mua điện
KCN: Khu công nghiệp
NMĐ: Nhà máy điện
NPT: Tổng công ty truyền tải điện quốc gia
PCs: Các Tổng công ty điện lực thuộc EVN
NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
EVN: Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Phụ lục II

QUY TRÌNH LẬP LỊCH HUY ĐỘNG VÀ VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

(Ban hành kèm theo Thông tư số 29 /2026/TT-BCT ngày 02 tháng 6 năm 2026 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

Chương I
CÁC NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 1. Công bố và cung cấp thông tin

Các đơn vị có trách nhiệm công bố và cung cấp thông tin theo quy định về Quy trình Quản lý, vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V Thông tư này theo thứ tự ưu tiên sau đây:

1. Trang thông tin điện tử thị trường điện.

2. Thư điện tử từ địa chỉ do các đơn vị đăng ký với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Các đơn vị phát điện chỉ thực hiện công bố và cung cấp thông tin theo quy định tại khoản 2 Điều này khi đã thông báo và nhận được sự chấp thuận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 2. Giới hạn giá chào

Giới hạn giá chào của các tổ máy phát điện trên thị trường điện tuân thủ theo quy định tại Điều 15 Thông tư này.

Điều 3. Giá trần bản chào của nhà máy thủy điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trần bản chào của các nhà máy thủy điện theo quy định tại Điều 44 Thông tư này và công bố kết quả tính toán theo thời gian biểu quy định tại Sơ đồ 05 Phụ lục này.

Điều 4. Bản chào giá mặc định

Bản chào giá mặc định của nhà máy điện tuân theo quy định tại khoản 3 Điều 53 Thông tư này. Đơn vị chào giá có trách nhiệm xây dựng bộ bản chào mặc định áp dụng cho tuần tới của các tổ máy thủy điện và nộp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trước 11h30 ngày chủ nhật hằng tuần. Trong trường hợp Đơn vị chào giá không gửi bản chào giá mặc định hoặc bản chào mặc định không đúng quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xây dựng bản chào giá mặc định theo nguyên tắc quy định tại khoản 4 Điều 53 Thông tư này cho tổ máy để sử dụng làm bản chào giá lập lịch.

Điều 5. Xuất, nhập khẩu điện trong lập lịch huy động

1. Sản lượng điện năng xuất khẩu trong lập lịch huy động được tính như phụ tải tại điểm xuất khẩu và được dùng để tính toán dự báo phụ tải hệ thống phục vụ lập lịch huy động ngày tới và chu kỳ giao dịch tới.

2. Sản lượng điện năng nhập khẩu trong lập lịch huy động được tính như nguồn phải phát với biểu đồ đã được công bố trước trong lập lịch huy động ngày tới và chu kỳ giao dịch tới.

Điều 6. Nguyên tắc cung cấp khí cho phát điện

Đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với đơn vị cấp khí và vận hành hệ thống khí để bảo đảm cung cấp khí cho phát điện theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

Điều 7. Nguyên tắc sử dụng nguồn khí

1. Bảo đảm cung cấp khí cho các nhà máy điện có ràng buộc về bao tiêu.

2. Tính toán việc sử dụng khí của các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện căn cứ theo lịch huy động được lập theo bản chào giá của các Đơn vị phát điện trên cơ sở sử dụng tối ưu nguồn khí theo quy định tại Điều 16 Phụ lục này.

Điều 8. Nguyên tắc lựa chọn tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

1. Các tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp phải bảo đảm yêu cầu kỹ thuật của các tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Việc lựa chọn tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp được thực hiện theo thứ tự ưu tiên như sau:

a) Bảo đảm các ràng buộc vận hành của hệ thống điện quốc gia và hệ thống điện miền;

b) Tốc độ tăng giảm tải;

c) Bảo đảm tối ưu chi phí mua điện;

d) Bảo đảm tối ưu sử dụng nước.

Điều 9. Các bước xác định lượng công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trong chu kỳ giao dịch

1. Xác định nhu cầu công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp cho từng chu kỳ giao dịch i theo quy định về xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Xác định danh sách các tổ máy cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo nguyên tắc quy định tại Điều 8 Phụ lục này bao gồm các tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện và trực tiếp tham gia thị trường điện (nếu có).

3. Sử dụng phần mềm lập lịch huy động, lập lịch có ràng buộc để tính toán biểu đồ huy động các tổ máy bảo đảm các ràng buộc kỹ thuật trong hệ thống điện và nhu cầu công suất của dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

4. Tính toán tổng công suất của dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i trong danh sách được xác định tại khoản 2 Điều này căn cứ trên công suất công bố và kết quả huy động được quy định tại khoản 3 Điều này, theo công thức sau:

$$P_{dp_gt,i} = \sum_{G=1}^{N} (P_{kd(i)}^{G} - P_{i}^{G})$$

Trong đó:

$P_{dp_gt,i}$: Tổng công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i (MW);

$P_{kd(i)}^{G}$: Công suất công bố của tổ máy G tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ i (MW);

G: Tổ máy G trong danh sách các tổ máy tham gia gián tiếp thị trường điện tại Khoản 2 Điều này;

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

N: Tổng số tổ máy tham gia gián tiếp thị trường điện trong danh sách tại khoản 2 Điều này;

P_{i}^{G}: Kết quả công suất theo lịch huy động chu kỳ giao dịch tới được xác định tại khoản 3 Điều này của tổ máy G tại đầu cực máy phát điện cho chu kỳ i (MW).

5. Lượng công suất của tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp được xác định theo công thức:

$$P_{đtcb(i)}^{G} = \min(P_{dp_gt,i}, P_{dp,i}) * \frac{P_{kd(i)}^{G} - P_{i}^{G}}{\sum_{G=1}^{N}(P_{kd(i)}^{G} - P_{i}^{G})}$$

Trong đó:

$P_{đtcb(i)}^{G}$: Công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp công bố của tổ máy G tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ i (MW);

$P_{dp_gt,i}$: Tổng công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i (MW);

G: Tổ máy G trong danh sách các tổ máy tham gia gián tiếp thị trường điện tại khoản 2 Điều này;

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

N: Tổng số tổ máy tham gia gián tiếp thị trường điện trong danh sách tại khoản 2 Điều này;

$P^{G}_{kd(i)}$: Công suất công bố của tổ máy G tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ i (MW);

P^{G}_{i}: Kết quả công suất theo lịch huy động chu kỳ giao dịch tới được xác định tại khoản 3 Điều này của tổ máy G tại đầu cực máy phát điện cho chu kỳ i (MW);

$P_{dp,i}$: Nhu cầu công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp cho chu kỳ giao dịch i, (MW).

6. Tính toán tổng lượng công suất dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trực tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i theo công thức:

$$P_{dp_ttđ,i} = \min\left\{\sum_{T=1}^{M}(P^{T}_{kd(i)} - P^{T}_{i}), \max\left(0, P_{dp,i} - P_{dp_gt,i}\right)\right\}$$

Trong đó:

$P_{dp_gt,i}$: Tổng công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy gián tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i (MW);

T: Tổ máy T trong danh sách các tổ máy tham gia trực tiếp thị trường điện được quy định tại khoản 2 Điều này;

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

M: Tổng số tổ máy tham gia trực tiếp thị trường điện trong danh sách được xác định tại khoản 2 Điều này;

$P_{dp,i}$: Nhu cầu công suất của dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp cho chu kỳ giao dịch i (MW);

$P^{T}_{kd(i)}$: Công suất công bố của tổ máy T tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (MW);

P^{T}_{i}: Kết quả công suất theo lịch huy động chu kỳ giao dịch tới được xác định tại khoản 3 Điều này của tổ máy T tại đầu cực máy phát điện cho chu kỳ giao dịch i (MW);

$P_{dp_ttđ,i}$: Tổng công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trực tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i (MW).

7. Lượng công suất của tổ máy trực tiếp tham gia thị trường điện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp được xác định theo công thức:

$$P^{T}_{đtcb(i)} = P_{dp_ttđ,i}\frac{P^{T}_{kd(i)} - P^{T}_{i}}{\sum_{T=1}^{M}(P^{T}_{kd(i)} - P^{T}_{i})}$$

Trong đó:

$P^{T}_{kd(i)}$: Công suất công bố của tổ máy T tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (MW);

T: Tổ máy T trong danh sách các tổ máy tham gia trực tiếp thị trường điện tại khoản 2 Điều này;

i: Chu kỳ giao dịch thứ i;

M: Tổng số tổ máy tham gia trực tiếp thị trường điện trong danh sách tại khoản 2 Điều này;

P_i^T: Kết quả công suất theo lịch huy động chu kỳ giao dịch tới được xác định tại khoản 3 Điều này của tổ máy T tại đầu cực máy phát điện cho chu kỳ giao dịch i (MW);

$P_{dp_ttđ,i}$: Tổng công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy trực tiếp tham gia thị trường điện chu kỳ giao dịch i (MW);

$P_{đtcb(i)}^T$: Công suất cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp công bố của tổ máy T tại đầu cực máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i (MW).

Chương II
VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
PHẦN MỀM LẬP LỊCH HUY ĐỘNG

Điều 10. Phần mềm lập lịch huy động

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động để tính toán lập lịch huy động ngày tới và chu kỳ giao dịch tới.

2. Hàm mục tiêu của phần mềm lập lịch huy động là tối thiểu hóa chi phí mua điện qua thị trường từ các tổ máy phát điện và các chi phí phạt do vi phạm ràng buộc cho từng chu kỳ/khung thời gian tính toán.

3. Phần mềm lập lịch huy động mô phỏng hệ thống điện với các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

Điều 11. Số liệu đầu vào của phần mềm lập lịch huy động

Số liệu đầu vào của phần mềm lập lịch huy động bao gồm:

1. Phụ tải hệ thống điện miền.

2. Giới hạn truyền tải trên hệ thống đường dây liên kết miền.

3. Trạng thái của các tổ máy phát điện.

4. Bản chào của các tổ máy phát điện.

5. Các ràng buộc trong vận hành nhà máy điện và hệ thống điện.

6. Các số liệu hợp đồng mua bán điện bao gồm yêu cầu về bao tiêu (nếu có).

7. Các thông số đầu vào khác.

Điều 12. Lập lịch có ràng buộc và không ràng buộc

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng

phần mềm lập lịch huy động, lập lịch có ràng buộc để tính toán biểu đồ huy động, lịch ngừng, khởi động các tổ máy.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng phần mềm lập lịch huy động, lập lịch không ràng buộc để tính toán giá điện năng thị trường, công suất thanh toán và thứ tự huy động tổ máy.

Mục 2
LẬP LỊCH HUY ĐỘNG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

Điều 13. Tính toán biểu đồ các nhà máy điện không tham gia thị trường điện và các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện

Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định biểu đồ ngày D của các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện căn cứ theo các số liệu sau:

1. Dự báo phụ tải hệ thống điện miền theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Biểu đồ điện năng xuất khẩu, nhập khẩu.

3. Biểu đồ các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

4. Biểu đồ phụ tải riêng của các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia.

5. Biểu đồ của các nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống.

6. Khả năng cấp khí ngày và chu kỳ của các nguồn khí cho cụm các nhà máy điện.

7. Sản lượng huy động của các nhà máy thủy điện căn cứ theo nhu cầu cấp nước hạ du, tình hình thủy văn, mực nước hồ chứa hiện tại, mực nước hồ chứa dự kiến theo kế hoạch huy động tuần tới.

8. Các ràng buộc về bao tiêu; trong đó mô phỏng ràng buộc bảo đảm sản lượng huy động từ ngày D đến cuối tuần hiện tại lớn hơn hoặc bằng sản lượng được phê duyệt theo kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuần tới trừ đi sản lượng huy động thực tế từ đầu tuần và ước đến hết ngày D-1.

9. Giá hợp đồng mua bán điện của các nhà máy nhiệt điện bao gồm: Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

10. Lịch thử nghiệm tổ máy phát điện đã được phê duyệt.

11. Công suất vận hành dự kiến của hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

Điều 14. Thông tin cho vận hành thị trường điện ngày tới

Trước 10h00 ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định, tính toán và công bố các thông tin cho vận hành thị trường

điện ngày tới theo quy định tại Điều 46 Thông tư này.

Điều 15. Thông số đầu vào phục vụ tính toán giới hạn công suất cho cụm các nhà máy sử dụng chung nguồn khí

1. Suất hao nhiệt của tổ máy nhiệt điện (HR) được xác định bằng suất hao nhiệt được thống nhất trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện và được điều chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất.

Trường hợp suất hao nhiệt trong hợp đồng là suất hao nhiệt bình quân cả đời dự án thì không phải điều chỉnh theo hệ số suy giảm hiệu suất.

Trường hợp trong hợp đồng hoặc hồ sơ đàm phán hợp đồng chỉ có đường đặc tính suất hao tại các mức tải thì suất hao nhiệt của các tổ máy được xác định tại mức tải tương ứng với sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

Trường hợp tổ máy nhiệt điện không có số liệu suất hao nhiệt trong hợp đồng hoặc trong hồ sơ đàm phán hợp đồng mua bán điện, suất hao nhiệt của nhà máy điện đó được xác định bằng suất hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn cùng nhóm theo công nghệ phát điện và công suất đặt, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán suất tiêu hao nhiệt của nhà máy điện chuẩn.

2. Các thông số đầu vào khác được quy định tại Điều 13 Phụ lục này.

Điều 16. Tính toán giới hạn công suất từng chu kỳ cho cụm các nhà máy nhiệt điện bị giới hạn nhiên liệu khí.

1. Hằng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giá trị suất hao khí trung bình cho cụm các nhà máy sử dụng chung nguồn khí trên cơ sở sản lượng điện sản xuất và sản lượng khí tiêu thụ thực tế của các nhà máy trong năm N-1 để phục vụ tính toán quy đổi giới hạn công suất của cụm các nhà máy sử dụng chung nguồn khí trong lập lịch huy động.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật ràng buộc giới hạn khí để mô phỏng tính toán giới hạn công suất từng chu kỳ cho cụm các nhà máy tuabin khí sử dụng chung nguồn khí bị giới hạn nhiên liệu khí, trong đó:

a) Trường hợp tổng lượng khí dự kiến tiêu thụ ngày tới của các tổ máy theo kết quả của phần mềm lập lịch huy động thấp hơn giới hạn khí ngày: Giới hạn công suất từng chu kỳ được xác định bằng giới hạn khả năng cấp khí theo từng chu kỳ quy đổi ra giới hạn công suất theo suất hao nhiệt trung bình của cụm các nhà máy điện sử dụng chung nguồn khí;

b) Trường hợp tổng lượng khí dự kiến tiêu thụ ngày tới của các tổ máy theo kết quả của phần mềm lập lịch huy động đạt giới hạn khí ngày: Giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch ngày D của cụm nhà máy điện sử dụng chung nguồn khí được tính bằng tổng công suất dự kiến huy động từng chu kỳ giao dịch của các tổ máy sử dụng chung nguồn nhiên liệu khí.

3. Trong trường hợp bình thường giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch của cụm các nhà máy nhiệt điện bị giới hạn sản lượng bởi khí được tính toán theo

trình tự tính toán tại khoản 1 Điều này.

4. Trường hợp có giới hạn khí từng chu kỳ giao dịch theo yêu cầu của Đơn vị cấp khí cho từng cụm nhà máy điện cụ thể, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật giới hạn khí từng chu kỳ giao dịch này như một ràng buộc trong việc tính toán lập biểu đồ của các nhà máy điện ngoài thị trường điện cũng như tính toán lập lịch huy động ngày tới của các tổ máy trong thị trường điện. Đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp cung cấp thông tin xác nhận về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu khí cung cấp cho nhà máy điện tuabin khí.

Điều 17. Bản chào giá

Bản chào giá của nhà máy điện tuân thủ theo quy định tại Điều 47 và Điều 48 Thông tư này.

Điều 18. Sửa đổi bản chào giá

Việc sửa đổi bản chào giá tuân thủ theo quy định tại Điều 49 Thông tư này.

Điều 19. Chào giá nhóm nhà máy thuỷ điện bậc thang

Bản chào giá của nhóm nhà máy thủy điện bậc thang tuân thủ theo quy định tại Điều 50 Thông tư này.

Điều 20. Xử lý trong trường hợp hồ chứa của nhà máy thuỷ điện thấp hơn mực nước giới hạn tuần

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cảnh báo nhà máy điện có hồ chứa thấp hơn mực nước giới hạn tuần, nhà máy điện có trách nhiệm điều chỉnh giá chào trong các ngày tiếp theo để bảo đảm không thấp hơn mực nước giới hạn tuần tiếp theo.

2. Trường hợp nhà máy thủy điện có 02 tuần liên tiếp thấp hơn mực nước giới hạn; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và tỷ lệ dự phòng điện năng miền của tuần nhỏ hơn 5%; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và thấp hơn cận trên của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn (nếu có) của Quy trình vận hành liên hồ chứa; nhà máy thủy điện có 01 tuần thấp hơn mực nước giới hạn tuần và thấp hơn mực nước tối thiểu hoặc cận dưới của khoảng mực nước để điều hành các hồ trong mùa cạn của Quy trình vận hành liên hồ chứa; Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập lịch huy động nhà máy điện này căn cứ theo bản chào giá trong những trường hợp đặc biệt được quy định tại điểm b, và điểm c khoản 2 Điều 47 Thông tư.

3. Khi đã bảo đảm không thấp hơn mực nước giới hạn tuần, nhà máy thuỷ điện tiếp tục chào giá vào tuần tiếp theo.

4. Trước 10h00 thứ Hai hằng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo về việc lập lịch huy động từ thứ Ba cho đơn vị phát điện và đơn vị mua điện trong các trường hợp sau:

a) Nhà máy có mực nước hồ chứa thấp hơn mực nước giới hạn tuần đầu tiên, nhà máy có mực nước hồ chứa thấp hơn mực nước giới hạn tuần thứ hai;

b) Mực nước hồ chứa của nhà máy đã về mực nước giới hạn tuần, nhà máy được chào giá.

Điều 21. Nộp bản chào giá

Đơn vị chào giá có trách nhiệm nộp bản chào giá qua hệ thống thông tin thị trường điện theo quy định tại Điều 51 Thông tư này.

Điều 22. Kiểm tra tính hợp lệ của bản 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 và thông báo cho đơn vị chào giá, đơn vị chào giá có trách nhiệm sửa đổi và nộp lại bản chào giá theo quy định tại Điều 52 Thông tư này.

Điều 23. Bản chào giá lập lịch

Bản chào giá lập lịch của nhà máy điện được sử dụng cho việc lập lịch huy động ngày tới và lập lịch huy động trong ngày tuân thủ theo quy định tại Điều 53 Thông tư này.

Điều 24. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động ngày tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu để lập lịch huy động ngày tới theo quy định tại Điều 54 Thông tư này.

Điều 25. Lập lịch huy động ngày tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động ngày tới theo quy định tại Điều 55 Thông tư này và khoản 2, 3 Điều này.

2. Lập lịch huy động ngày tới trong trường hợp vi phạm giới hạn nhiên liệu khí

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giới hạn công suất từng chu kỳ cho cụm các nhà máy tuabin khí sử dụng chung nguồn nhiên liệu khí bị giới hạn do khả năng cấp khí. Trường hợp do vi phạm giới hạn nhiên liệu khí dẫn đến công suất huy động thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy thì thực hiện ngừng các tổ máy tuabin khí theo thứ tự giá biến đổi từ cao đến thấp cho đến khi bảo đảm không còn tổ máy vi phạm công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy và không vượt khả năng cấp khí.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện theo các bước tại Điều 9 Phụ lục này cho từng chu kỳ giao dịch của ngày tới.

Điều 26. Xác định tình trạng thiếu khí trong lập lịch huy động ngày tới

1. Xác định tổng lượng khí cấp ngày tới cho sản xuất điện của cụm khí ($V_{cấp}$ - triệu m^3) theo thông báo của PVGas.

2. Xác định tổng lượng khí tiêu thụ của các nhà máy điện tuabin khí gián tiếp tham gia thị trường điện trong cụm khí ($V_{tiêu\ thụ}^{gián\ tiếp}$ - triệu m^3).

3. Xác định tổng lượng khí tiêu thụ của các nhà máy điện tuabin khí trực tiếp tham gia thị trường điện ứng với sản lượng điện hợp đồng của từng nhà máy ($V_{tiêu\ thụ_Qc}^{trực\ tiếp}$ - triệu m^3).

4. Xác định tổng lượng khí tiêu thụ của các nhà máy điện tuabin khí trực tiếp tham gia thị trường điện ứng với sản lượng dự kiến của các nhà máy theo kết quả lập lịch huy động ngày tới không sử dụng ràng buộc giới hạn tổng công suất các nhà máy tuabin khí thuộc cụm khí ($V_{tiêu\ thụ_lập\ lịch}^{trực\ tiếp}$ - triệu m^3).

5. Hệ thống được coi là thiếu nguồn nhiên liệu khí khi thỏa mãn các điều kiện sau:

a) $V_{cấp} < V_{tiêu\ thụ}^{gián\ tiếp} + V_{tiêu\ thụ_Qc}^{trực\ tiếp}$;

b) $V_{cấp} < V_{tiêu\ thụ}^{gián\ tiếp} + V_{tiêu\ thụ_lập\ lịch}^{trực\ tiếp}$.

6. Số liệu phục vụ tính toán quy đổi sản lượng điện và sản lượng khí của các tổ máy tuabin khí để xác định tổng lượng khí quy định tại khoản 2, khoản 3 và khoản 4 Điều này do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cập nhật theo số liệu trung bình thực tế của năm liền trước.

Điều 27. Tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải ngày tới

Trước 15h00 hằng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán kế hoạch vận hành lưới điện truyền tải ngày tới theo trình tự sau:

1. Tính toán cân bằng công suất hệ thống điện quốc gia tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày tương ứng với kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các thời điểm đó.

2. Xây dựng cơ sở dữ liệu cho tính toán các chế độ vận hành lưới điện tại thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày căn cứ kết quả dự báo phụ tải, cân bằng công suất và cấu hình lưới điện của hệ thống điện.

3. Tính toán chế độ vận hành bình thường của lưới điện tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày; cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) mang tải cao theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng và Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành; đánh giá khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải điện của lưới điện quốc gia, vùng, miền.

4. Tính toán chế độ vận hành lưới điện khi sự cố một phần tử bất kỳ nguy hiểm trong hệ thống điện (chế độ N-1) tại các thời điểm cao điểm và thấp điểm trong ngày. Cảnh báo các phần tử của lưới điện (đường dây hoặc máy biến áp) có khả năng xảy ra sự cố nguy hiểm.

5. Tính toán các chế độ vận hành đặc biệt khác (nếu cần).

6. Đề xuất các giải pháp để bảo đảm vận hành lưới điện an toàn, tin cậy.

Điều 28. Công bố lịch huy động ngày tới

1. Trước 16h00 hằng 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 bao gồm các nội dung theo quy định tại Điều 56 Thông tư này và khoản 2, 3, 4 Điều này.

2. Thông tin dự kiến về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu khí ngày tới được xác định theo nguyên tắc quy định tại Điều 26 Phụ lục này.

3. Thông tin dự kiến về tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu than ngày tới của nhà máy nhiệt điện căn cứ theo bản chào giá ngày tới của đơn vị phát điện. Trong đó, tình trạng thiếu nguồn nhiên liệu than cung cấp cho nhà máy điện than được xác định khi nhà máy công bố tình trạng thiếu than trong bản chào ngày tới và sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào ngày tới của nhà máy điện thấp hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy.

4. Đường giới hạn công suất dự kiến từng chu kỳ giao dịch ngày D của cụm các nhà máy điện tuabin khí bị giới hạn sản lượng bởi khí.

Điều 29. Hoà lưới tổ máy phát điện

Việc hòa lưới các tổ máy phát điện được thực hiện theo quy định tại Điều 57 Thông tư này.

Điều 30. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất theo quy định tại Điều 58 Thông tư này.

Điều 31. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại Điều 59 Thông tư này.

Mục 3
LẬP LỊCH HUY ĐỘNG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN TRONG NGÀY

Điều 32. Cập nhật biểu đồ các nhà máy điện không tham gia thị trường điện và các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật biểu đồ của các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện so với biểu đồ ngày D căn cứ theo các số liệu sau:

1. Dự báo phụ tải hệ thống điện miền theo quy định về dự báo nhu cầu phụ tải hệ thống điện quốc gia tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố,

khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

2. Biểu đồ điện năng xuất khẩu, nhập khẩu.

3. Biểu đồ các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo không phải thủy điện.

4. Biểu đồ phụ tải riêng của các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng lên hệ thống điện quốc gia.

5. Biểu đồ của các nhà máy điện có công suất đặt từ 30MW trở xuống.

6. Khả năng cấp khí của các nguồn khí cho cụm các nhà máy điện.

7. Sản lượng huy động của các nhà máy thủy điện căn cứ theo nhu cầu cấp nước hạ du, tình hình thủy văn, mực nước hồ chứa hiện tại, mực nước hồ chứa dự kiến theo kế hoạch huy động tuần tới.

8. Các ràng buộc về bảo đảm sản lượng bao tiêu.

9. Giá hợp đồng mua bán điện của các nhà máy nhiệt điện bao gồm: Giá biến đổi theo hợp đồng mua bán điện.

10. Lịch thử nghiệm tổ máy phát điện đã được phê duyệt.

11. Công suất vận hành dự kiến của hệ thống pin lưu trữ năng lượng.

Điều 33. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động trong ngày

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu để lập lịch huy động trong ngày theo quy định tại Điều 60 Thông tư này.

Điều 34. Điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí của nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí (nếu có).

2. Điều chỉnh giới hạn công suất các tổ máy thuộc nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí thực hiện theo quy định tại Điều 35 Phụ lục này.

Điều 35. Giới hạn khí trong lập lịch huy động trong ngày

1. Đường giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch ngày D của cụm nhà máy điện sử dụng chung nguồn khí được sử dụng để tính toán lập lịch huy động trong ngày trong các chu kỳ tương ứng.

2. Trường hợp có yêu cầu thay đổi lưu lượng cấp khí từ Đơn vị cấp khí, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép thay đổi đường giới hạn công suất cho các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày trên nguyên tắc hạn chế tối đa việc thay đổi tổng lượng khí ngày, các sai lệch nếu có sẽ được điều chỉnh vào ngày D+1 nhưng không vượt quá khả năng cấp khí ngày D+1.

3. Trường hợp có yêu cầu huy động thêm hoặc bớt các tổ máy tuabin khí so với phương thức huy động ngày tới để đáp ứng nhu cầu hệ thống hoặc khi có tổ máy tuabin khí bị sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép thay đổi đường giới hạn công suất cho các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày trên nguyên tắc hạn chế tối đa việc thay đổi tổng lượng khí ngày, các sai lệch nếu có sẽ được điều chỉnh vào ngày D+1.

4. Trình tự thực hiện khi có yêu cầu thay đổi lưu lượng cấp khí từ Đơn vị cấp khí như sau:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông báo với Đơn vị cấp khí về dự kiến nhu cầu tiêu thụ khí trong các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày, hai bên phối hợp để đưa ra lưu lượng thay đổi phù hợp với đặc điểm hệ thống điện quốc gia và khả năng cung cấp khí của hệ thống khí;

b) Từ lưu lượng cấp khí thay đổi và suất hao nhiệt trung bình của cụm các nhà máy điện sử dụng khí, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán được lượng công suất thay đổi tương đương;

c) Căn cứ theo giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch ngày D và lượng công suất thay đổi tương đương, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán giới hạn công suất cập nhật cho các chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày;

d) Giá trị giới hạn công suất cập nhật này được sử dụng là một ràng buộc trong phần mềm lập lịch để tính toán lập lịch huy động trong ngày.

Điều 36. Lập lịch huy động trong ngày

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch huy động trong ngày theo quy định tại Điều 61 Thông tư này và các khoản 2, 3 Điều này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện theo nguyên tắc tại Điều 9 Phụ lục này cho từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày.

3. Lập lịch huy động chu kỳ tới trong trường hợp vi phạm giới hạn nhiên liệu khí

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giới hạn công suất từng chu kỳ cho cụm các nhà máy tuabin khí sử dụng chung nguồn nhiên liệu khí bị giới hạn do khả năng cấp khí. Trường hợp do vi phạm giới hạn nhiên liệu khí dẫn đến công suất huy động thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy thì thực hiện ngừng các tổ máy tuabin khí theo thứ tự giá biến đổi từ cao đến thấp cho đến khi bảo đảm không còn tổ máy vi phạm công

suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy và không vượt khả năng cấp khí.

Điều 37. Công bố lịch huy động trong ngày

1. Trước 02 giờ thời điểm bắt đầu khung thời gian vận hành, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố các thông tin trong lịch huy động trong ngày bao gồm các nội dung theo quy định tại Điều 62 Thông tư này và khoản 2 Điều này.

2. Trong tính toán lập lịch huy động trong ngày, khi có điều chỉnh mức giới hạn khí chu kỳ giao dịch so với phương án giới hạn khí ngày đã công bố từ ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố lại đường giới hạn công suất dự kiến từng chu kỳ giao dịch được sử dụng trong tính toán lập lịch huy động trong ngày.

Điều 38. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất theo quy định tại Điều 63 Thông tư này.

Điều 39. Xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xử lý trong trường hợp có cảnh báo thiếu công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo quy định tại Điều 64 Thông tư này.

Mục 4
LẬP LỊCH HUY ĐỘNG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CHU KỲ GIAO DỊCH TỚI

Điều 40. Số liệu sử dụng cho lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng các số liệu để lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo quy định tại Điều 65 Thông tư này.

Điều 41. Điều chỉnh sản lượng công bố của Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu

Trước khi lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép điều chỉnh sản lượng chu kỳ giao dịch tới đã được công bố của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và các nhà máy điện tự điều khiển phát công suất tác dụng theo quy định tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành và Điều 66 Thông tư này.

Điều 42. Điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí của nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều chỉnh giới hạn công suất chạy khí nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới

hạn sản lượng do khí (nếu có).

2. Điều chỉnh giới hạn công suất các tổ máy thuộc nhà máy điện hoặc cụm nhà máy điện bị giới hạn sản lượng do khí thực hiện theo quy định tại Điều 43 Phụ lục này.

Điều 43. Giới hạn khí trong tính toán lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

1. Đường giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày của cụm nhà máy điện sử dụng chung nguồn khí được sử dụng để tính toán lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới trong các chu kỳ tương ứng.

2. Trường hợp có yêu cầu thay đổi lưu lượng cấp khí từ Đơn vị cấp khí, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép thay đổi đường giới hạn công suất cho các chu kỳ giao dịch tiếp theo trên nguyên tắc hạn chế tối đa việc thay đổi tổng lượng khí ngày, các sai lệch nếu có sẽ được điều chỉnh vào ngày D+1 nhưng không vượt quá khả năng cấp khí ngày D+1.

3. Trường hợp có yêu cầu huy động thêm hoặc bớt các tổ máy tuabin khí so với phương thức huy động trong ngày để đáp ứng nhu cầu hệ thống hoặc khi có tổ máy tuabin khí bị sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép thay đổi đường giới hạn công suất cho các chu kỳ giao dịch tiếp theo trên nguyên tắc hạn chế tối đa việc thay đổi tổng lượng khí ngày, các sai lệch nếu có sẽ được điều chỉnh vào ngày D+1.

4. Trình tự thực hiện khi có yêu cầu thay đổi lưu lượng cấp khí từ Đơn vị cấp khí như sau:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông báo với Đơn vị cấp khí về dự kiến nhu cầu tiêu thụ khí trong các chu kỳ giao dịch tiếp theo, hai bên phối hợp để đưa ra lưu lượng thay đổi trong chu kỳ giao dịch tới và các chu kỳ tiếp theo phù hợp với đặc điểm hệ thống điện quốc gia và khả năng cung cấp khí của hệ thống khí;

b) Từ lưu lượng cấp khí thay đổi và suất hao nhiệt trung bình của cụm các nhà máy điện sử dụng khí, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán được lượng công suất thay đổi tương đương;

c) Căn cứ theo giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch trong khung thời gian vận hành trong ngày và lượng công suất thay đổi tương đương, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán giới hạn công suất cập nhật cho chu kỳ giao dịch tới và 07 chu kỳ giao dịch tiếp theo;

d) Giá trị giới hạn công suất cập nhật này được sử dụng là một ràng buộc trong phần mềm lập lịch để tính toán lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới.

Điều 44. Lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập lịch

huy động chu kỳ giao dịch tới theo quy định tại Điều 67 Thông tư này và các khoản 2, 3 Điều này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định công suất cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp của các tổ máy phát điện theo nguyên tắc tại Điều 9 Phụ lục này cho chu kỳ giao dịch tới.

3. Lập lịch huy động chu kỳ tới trong trường hợp vi phạm giới hạn nhiên liệu khí

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán giới hạn công suất từng chu kỳ cho cụm các nhà máy tuabin khí sử dụng chung nguồn nhiên liệu khí bị giới hạn do khả năng cấp khí. Trường hợp do vi phạm giới hạn nhiên liệu khí dẫn đến công suất huy động thấp hơn công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy thì thực hiện ngừng các tổ máy tuabin khí theo thứ tự giá biến đổi từ cao đến thấp cho đến khi bảo đảm không còn tổ máy vi phạm công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy và không vượt khả năng cấp khí.

Điều 45. Công bố thông tin điều chỉnh giới hạn khí chu kỳ giao dịch tới

Trong tính toán chu kỳ giao dịch tới, khi có điều chỉnh mức giới hạn khí chu kỳ giao dịch so với phương án giới hạn khí ngày đã công bố từ ngày D-1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố lại đường giới hạn công suất từng chu kỳ giao dịch được sử dụng trong tính toán lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới lên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định về Quy trình quản lý vận hành hệ thống công nghệ thông tin điều hành thị trường điện tại Phụ lục V Thông tư này.

Điều 46. Công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo quy định tại Điều 68 Thông tư này.

Mục 5
VẬN HÀNH THỜI GIAN THỰC

Điều 47. Điều độ hệ thống điện thời gian thực

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị phát điện có trách nhiệm vận hành hệ thống điện trong thời gian thực tuân thủ các quy định tại Điều 69 Thông tư này.

Điều 48. Giới hạn khí trong vận hành thời gian thực

1. Trong vận hành thời gian thực, khi có yêu cầu giảm khí để bảo đảm an toàn hệ thống cấp khí từ Đơn vị cấp khí, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện căn cứ theo lưu lượng cần giảm và suất tiêu hao nhiệt trung bình của cụm các nhà máy sử dụng khí để tính toán lượng công suất suy giảm tương đương, từ đó giảm công suất các tổ máy tuabin khí theo thứ tự huy động căn cứ vào bản chào giá của các tổ máy trong thị trường và theo các quy định vận hành thị trường

bán buôn điện cạnh tranh.

2. Trong tính toán chu kỳ giao dịch tới tại các chu kỳ tiếp theo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật yêu cầu giảm khí từ Đơn vị cấp khí để tính toán giới hạn công suất cập nhật tương tự tại Điều 43 Phụ lục này.

Điều 49. Can thiệp thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được can thiệp vào thị trường điện theo quy định tại Điều 71 Thông tư này.

Điều 50. Tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

Việc tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay và việc vận hành hệ thống điện trong thời gian tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay được thực hiện theo quy định tại Điều 72 Thông tư này.

Điều 51. Khôi phục thị trường điện giao ngay

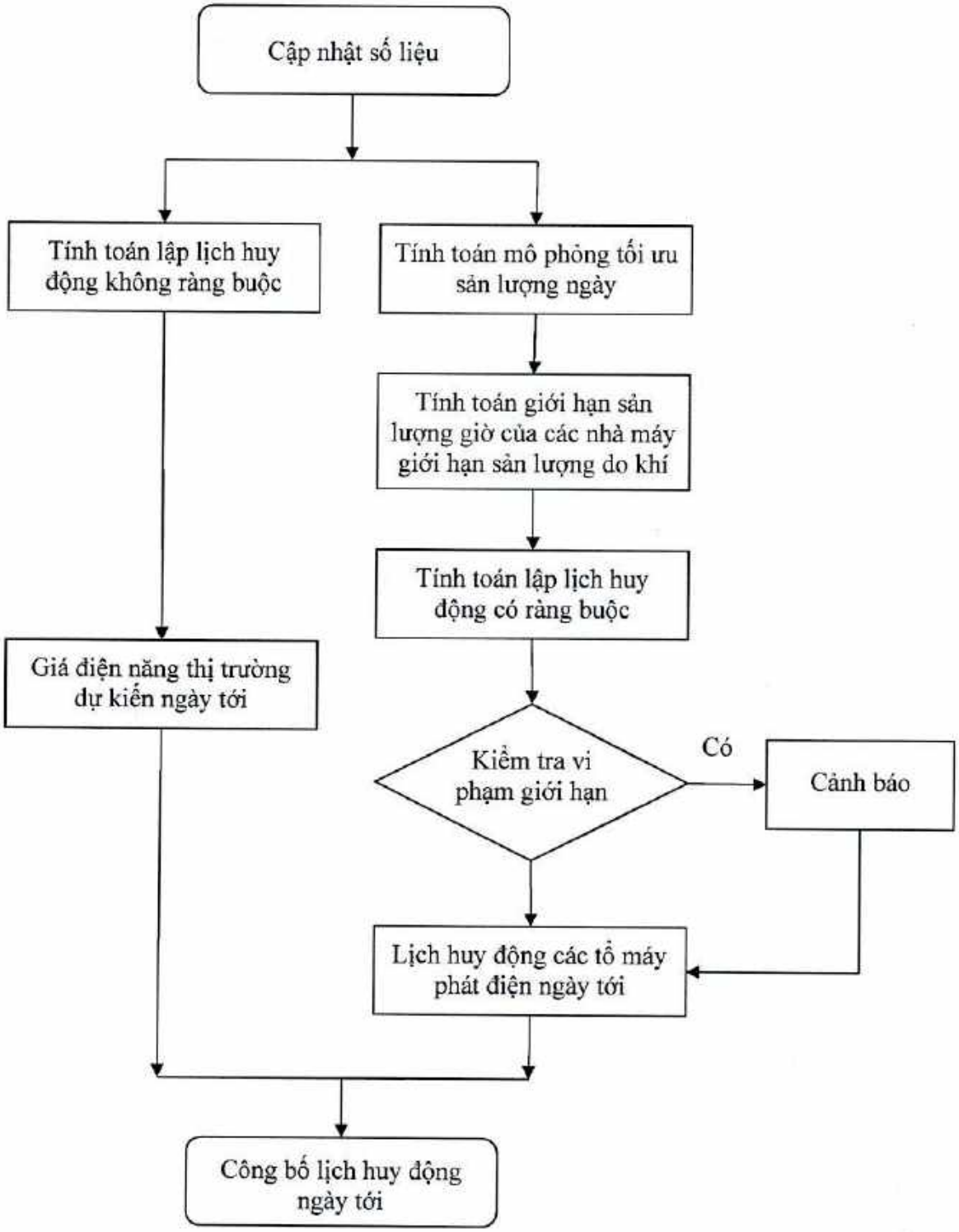
Việc khôi phục hoạt động của thị trường điện giao ngay được thực hiện theo quy định tại Điều 73 Thông tư này.

DANH MỤC SƠ ĐỒ

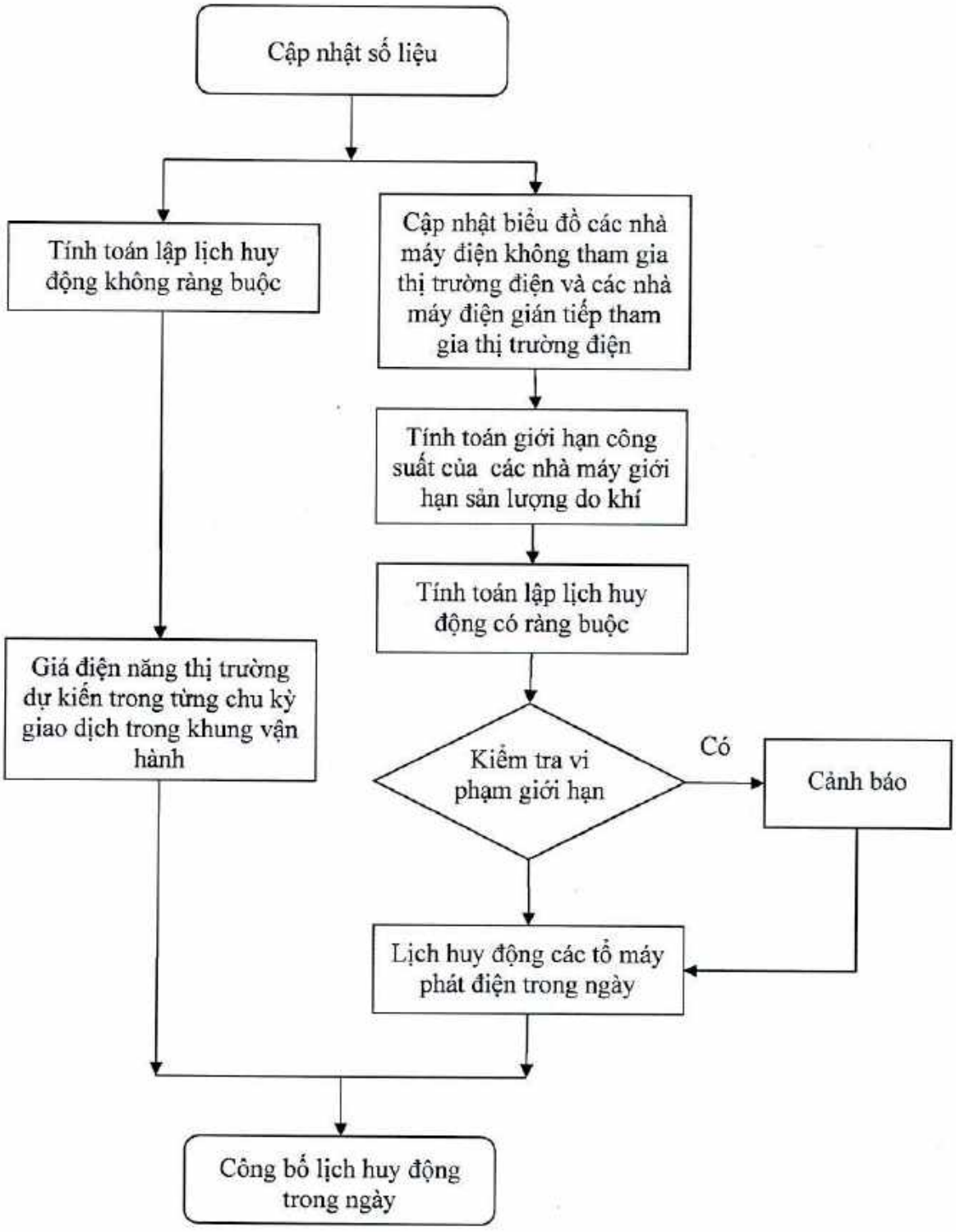
(Kèm theo Phụ lục II. Quy trình lập lịch huy động và vận hành thời gian thực)

STT	TÊN SƠ ĐỒ
Sơ đồ 01	Trình tự lập lịch huy động ngày tới
Sơ đồ 02	Trình tự lập lịch huy động trong ngày
Sơ đồ 03	Trình tự lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới
Sơ đồ 04	Các mốc thời gian vận hành thị trường chu kỳ giao dịch tới
Sơ đồ 05	Thời gian biểu lập lịch huy động

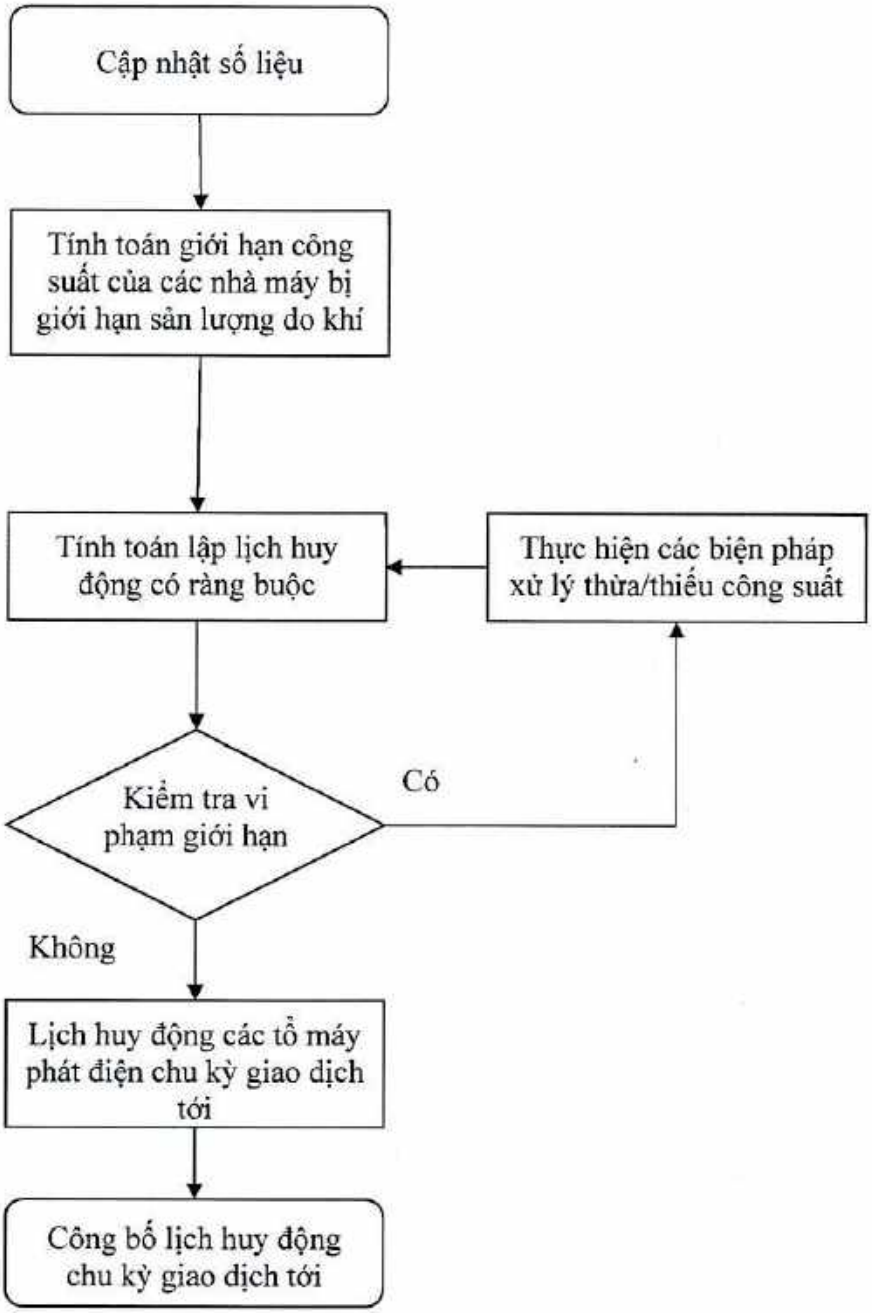
Sơ đồ 01 – Trình tự lập lịch huy động ngày tới



Sơ đồ 02 – Trình tự lập lịch huy động trong ngày

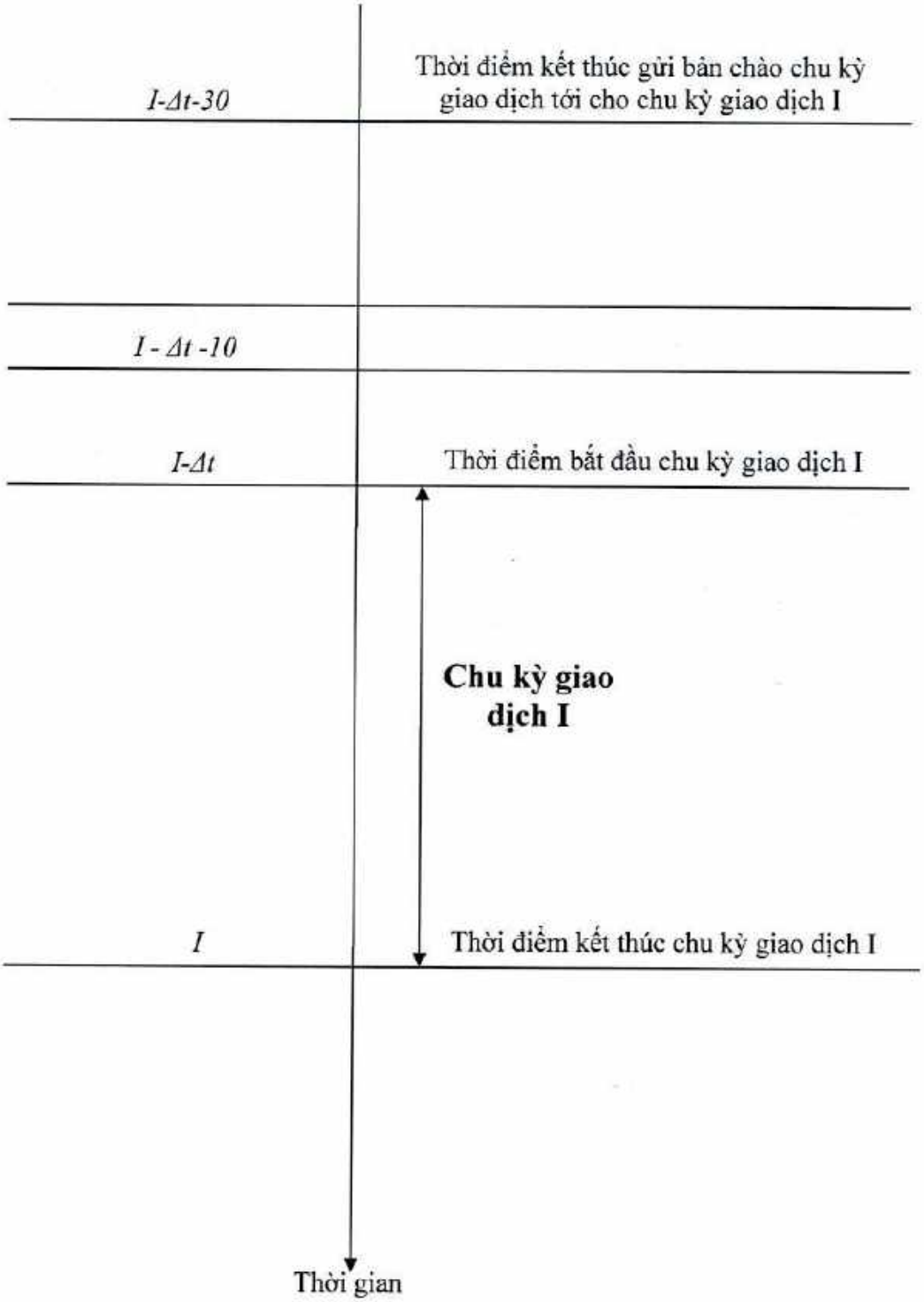


Sơ đồ 03 – Trình tự lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới



Sơ đồ 04 – Các mốc thời gian vận hành thị trường điện chu kỳ giao dịch tới

Δt: chu kỳ giao dịch



Sơ đồ 05 – Thời gian biểu lập lịch huy động

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	10h00	Cung cấp thông tin về sản lượng điện năng xuất, nhập khẩu	NSMO	NSMO	Ngày D	Hàng ngày	Sản lượng điện năng xuất nhập khẩu dự kiến trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày D-1	10h00	Công bố các thông tin phục vụ vận hành thị trường điện ngày tới	NSMO	NMĐ, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin sau: - Dự báo phụ tải ngày D; - Sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của các nhà máy SMHP; - Sản lượng khí hàng ngày D của các nhà máy tuabin khí; - Điện năng xuất nhập khẩu ngày D; - Kết quả đánh giá khả năng bảo đảm cung cấp điện ngắn hạn cho ngày D.
	11h30	Nộp bản chào giá	NMĐ	NSMO	Ngày D	Hàng ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho ngày D.
	16h00	Công bố lịch huy động ngày D	NSMO	NMĐ, TNO	Ngày D	Hàng ngày	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Trước 8h của thời điểm bắt đầu cho khung thời gian vận hành trong ngày		Nộp bản chào giá trong ngày	NMĐ	NSMO	Khung thời gian vận hành trong ngày D	Từng khung thời gian vận hành trong ngày	Bản chào giá cho từng tổ máy của NMĐ cho khung thời gian vận hành trong ngày.

Thời hạn		Hoạt động	Đơn vị thực hiện	Đơn vị phối hợp	Thời gian áp dụng	Chu kỳ	Nội dung, kết quả
Ngày	Giờ						
Trước 2h của thời điểm bắt đầu cho khung thời gian vận hành trong ngày		Công bố lịch huy động trong ngày	NSMO	NMĐ	Khung thời gian vận hành trong ngày D	Từng khung thời gian vận hành trong ngày	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho từng chu kỳ giao dịch của khung thời gian vận hành trong ngày.
Ngày 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	NSMO	Ngày D	Liên tục	TNO cung cấp thông tin về các thay đổi độ sẵn sàng của lưới truyền tải. NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy.
	30 phút trước chu kỳ giao dịch	Công bố các thay đổi về công suất khả dụng của tổ máy	NMĐ	NSMO	Chu kỳ giao dịch	Hàng chu kỳ giao dịch	NMĐ cung cấp thông tin về các thay đổi công suất khả dụng của các tổ máy.
	10 phút trước chu kỳ giao dịch	Công bố lịch huy động chu kỳ giao dịch tới	NSMO	NMĐ, TNO	Chu kỳ giao dịch	Hàng chu kỳ giao dịch	Công bố các thông tin trong lịch huy động cho chu kỳ giao dịch tới.

Chú thích:

NMĐ: Nhà máy điện;

NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

TNO: Đơn vị truyền tải điện.

Phụ lục III
QUY TRÌNH TÍNH TOÁN THANH TOÁN TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 29/2026/TT-BCT ngày 02 tháng 6 năm 2026 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

Chương I
TÍNH TOÁN THANH TOÁN TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN
Mục 1
TÍNH TOÁN THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN GIAO DỊCH TRỰC TIẾP

Điều 1. Quy đổi sản lượng đo đếm cho các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm quy đổi số liệu đo đếm về đầu cực các tổ máy phát điện và ngược lại để phục vụ tính toán giá điện năng thị trường, công suất lập lịch thanh toán và lập bảng kê thanh toán.

2. Việc quy đổi số liệu đo đếm về đầu cực các tổ máy phát điện và ngược lại được tính toán bằng hệ số quy đổi do đơn vị mua điện và đơn vị phát điện thoả thuận và được đơn vị mua điện cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 2. Nguyên tắc phân bổ sản lượng đo đếm cho các đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán phân bổ sản lượng đo đếm của nhà máy điện về từng tổ máy điện và quy đổi về đầu cực máy phát điện theo nguyên tắc sau:

1. Sử dụng hệ số quy đổi chung của nhà máy cho từng tổ máy.

2. Phản ánh đúng sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu) khi thay đổi cấu hình tự dùng của nhà máy.

3. Xử lý được các trường hợp đặc biệt trong thiết kế hệ thống đo đếm của nhà máy (trường hợp các tổ máy chung một công tơ đo đếm, không xác định được rõ công tơ đo đếm nào cho tổ máy nào).

4. Phân bổ sản lượng đo đếm về từng tổ máy điện được thực hiện căn cứ trên việc phân bổ sản lượng đo đếm cả nhà máy với trọng số công tơ đầu cực (nếu có) hoặc theo sản lượng tính theo mệnh lệnh điều độ (Qdd), trong đó có một tổ máy được phân bổ sản lượng bằng sản lượng nhà máy trừ đi tổng sản lượng các tổ máy còn lại.

5. Trong trường hợp tổ máy vận hành qua hệ thống AGC không có số liệu thu thập từ công tơ đầu cực và không xác định được Qdd, sản lượng đo đếm được phân bổ theo tỷ trọng công suất lập lịch chu kỳ tới của tổ máy.

6. Phân bổ sản lượng đo đếm của tổ máy đuôi hơi (ST) vào từng tổ máy tuabin khí khi vận hành chu trình hỗn hợp được thực hiện theo tỷ lệ sản lượng đo đếm thanh toán của tổ máy tuabin khí (GT) và thời gian vận hành chu trình hỗn hợp của tổ máy GT đó.

Điều 3. Nguyên tắc làm tròn các số liệu trong tính toán thanh toán thị trường điện

a) Sản lượng tính toán cho đơn vị phát điện và đơn vị mua điện trong từng chu kỳ làm tròn đến kWh;

b) Giá điện năng thị trường SMP và giá công suất thị trường làm tròn 1 số sau dấu phẩy;

c) Tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện từ các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng X1 được làm tròn đến 3 số sau dấu phẩy;

d) Tỷ lệ sản lượng điện năng X2 được làm tròn đến 3 số sau dấu phẩy;

đ) Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng được làm tròn đến 6 số sau dấu phẩy;

e) Khoản doanh thu tính toán cho đơn vị phát điện và đơn vị mua điện được làm tròn đến đồng.

Điều 4. Xác định giá điện năng thị trường

Sau ngày giao dịch D, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán xác định giá điện năng thị trường cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D theo quy định tại Điều 86 Thông tư này.

Điều 5. Sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

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 theo quy định tại Điều 93 Thông tư này.

Điều 6. Điều chỉnh sản lượng điện năng của nhà máy điện phục vụ thanh toán trong thị trường điện

1. Các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường được điều chỉnh trong các trường hợp sau:

a) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện được xác định tại Khoản 4 Điều này nhỏ hơn hoặc bằng sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch ($Q'mq_i \leq Q'_c$);

b) Trường hợp trong chu kỳ giao dịch i sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện được xác định tại Khoản 4 Điều này lớn hơn sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện ($Q'mq_i > Q'_c$) đồng thời sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của nhà máy điện nhỏ hơn sản

lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch ($Qsmp_i < Qc_i$).

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán điều chỉnh lại các thành phần sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường trong các chu kỳ giao dịch căn cứ vào các thành phần sản lượng sau:

a) Sản lượng điện hợp đồng của nhà máy điện tại chu kỳ giao dịch i (Q_c);

b) Sản lượng điện hợp đồng của tổ máy điện g trong chu kỳ giao dịch i (Qc_i^g);

c) Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường ($Qsmp_i$) của tổ máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

d) Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i^g$);

đ) Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i$).

3. Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy phát điện g trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i^g$) được xác định như sau:

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện dương ($Qdu_i^g > 0$):

$$Q'mq_i^g = Qmq_i^g - Qdu_i^g$$

Trường hợp sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện âm ($Qdu_i^g < 0$):

$$Q'mq_i^g = Qmq_i^g$$

Trong đó:

$Q'mq_i^g$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g;

Qmq_i^g: Sản lượng đo đếm của tổ máy phát điện g;

Qdu_i^g: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g.

4. Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i ($Q'mq_i$) được xác định như sau:

$$Q'mq_i = \sum_{g=1}^{G} Q'mq_i^g$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch;

G: Tổng số tổ máy phát của nhà máy;

$Q'mq_i$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của nhà máy điện;

$Q'mq_i^g$: Sản lượng phát thực hiệu chỉnh của tổ máy phát điện g;

5. Phân bổ sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch phục vụ điều chỉnh các sản lượng điện năng thanh toán trong thị trường điện

a) Việc phân bổ sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của tổ máy phát điện chỉ để phục vụ cho việc điều chỉnh các sản lượng điện năng phục vụ thanh toán của tổ máy, không ảnh hưởng đến khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện sai khác của cả nhà máy điện;

b) Sản lượng điện hợp đồng của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i được phân bổ như sau:

$$Qc_i^g = Q_c^i \times Q_i^{smp,g} \; / \sum_{g=1}^{G} Q_i^{smp,g}$$

Trong đó:

Qc_i^g: Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i của tổ máy phát điện g;

Q_c^i: Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch i của nhà máy điện;

$Q_i^{smp,g}$: Sản lượng điện năng thanh toán theo giá điện năng thị trường của tổ máy phát điện g của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch i;

G: Tổng số tổ máy phát của nhà máy.

c) Trường hợp sản lượng điện hợp đồng của tổ máy phát điện trong chu kỳ giao dịch i lớn hơn sản lượng phát thực hiệu chỉnh ($Q'mq_i^g$) của tổ máy phát điện đó thì sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch đó được điều chỉnh bằng sản lượng $Q'mq_i^g$ của tổ máy phát điện đó;

d) Sản lượng chênh lệch do việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch được quy định tại điểm c khoản này được phân bổ vào các tổ máy khác trên nguyên tắc bảo đảm sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của cả nhà máy là không đổi.

6. Nguyên tắc điều chỉnh

a) Trong trường hợp quy định tại điểm a khoản 1 Điều này, sản lượng điện năng phát tăng thêm ($Qcon_i$) và sản lượng điện năng thanh toán theo giá chào đối với các tổ máy của nhà máy có giá chào cao hơn giá trần thị trường (Qbp_i) được điều chỉnh trong chu kỳ giao dịch này bằng không ($Qcon_i = 0$; $Qbp_i = 0$);

b) Trong trường hợp quy định tại điểm b khoản 1 Điều này, các sản lượng điện năng phục vụ thanh toán trong thị trường điện Qsmp, Qcon, Qbp của các tổ

máy tương ứng của đơn vị phát điện được hiệu chỉnh thành Qsmp', Qcon', Qbp' theo nguyên tắc bảo đảm không được làm thay đổi sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch này và được xác định như sau:

- Nếu Qdu > 0 và (Qmq – Qdu – Qc – Qbp) ≤ 0:

Qcon được hiệu chỉnh thành Qcon' = 0;

Qbp được hiệu chỉnh thành Qbp' = max (Qmq – Qdu – Qc, 0);

Qsmp được hiệu chỉnh thành Qsmp' = Qmq – Qdu – Qbp'.

- Nếu Qdu > 0 và (Qmq – Qdu – Qc – Qbp) > 0:

Qcon được hiệu chỉnh thành Qcon' = Qmq – Qdu – Qc – Qbp;

Qsmp được hiệu chỉnh thành Qsmp' = Qc;

Qbp không hiệu chỉnh.

- Nếu Qdu ≤ 0 và (Qmq – Qc – Qbp) ≤ 0:

Qcon được hiệu chỉnh thành Qcon' = 0;

Qbp được hiệu chỉnh thành Qbp' = Qmq – Qc;

Qsmp được hiệu chỉnh thành Qsmp' = Qc.

- Nếu Qdu ≤ 0 và (Qmq – Qc – Qbp) > 0:

Qcon được hiệu chỉnh thành Qcon' = Qmq – Qbp - Qc;

Qsmp được hiệu chỉnh thành Qsmp' = Qc;

Qbp không hiệu chỉnh.

Trong đó:

Qmq: Sản lượng điện năng đo đếm trong chu kỳ giao dịch;

Qdu: Sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ;

Qbp: Sản lượng điện năng có giá chào cao hơn giá trần thị trường cho từng chu kỳ giao dịch;

Qc: Sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch cho từng tổ máy phát điện.

7. Điều chỉnh các thành phần sản lượng đối với các nhà máy có bù trừ sản lượng

Đối với các nhà máy có bù trừ sản lượng, chu kỳ tổ máy tham gia thị trường điện có sản lượng thực phát âm (Qmq < 0) thì các thành phần sản lượng điện năng thanh toán trên thị trường như sau:

a) Qbp = 0;

b) Qcon = 0;

c) Qsmp = 0;

d) Qcan = 0.

Điều 7. Thanh toán điện năng thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán điện năng thị trường của nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo quy định tại Điều 95 Thông tư này.

Điều 8. Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán công suất thị trường cho nhà máy điện trong chu kỳ thanh toán theo quy định tại Điều 96 Thông tư này.

Điều 9. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Căn cứ giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố, đơn vị phát điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán theo hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ thanh toán theo quy định tại Điều 97 Thông tư này và gửi cho đơn vị mua điện theo quy định tại Điều 112 Thông tư này.

Mục 2
TÍNH TOÁN THANH TOÁN CHO ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

Điều 10. Tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ giao dịch

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ giao dịch theo quy định tại Điều 98 Thông tư này.

Điều 11. Tính toán khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ thanh toán

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản chi phí mua điện theo thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ thanh toán theo quy định tại Điều 99 Thông tư này.

Điều 12. Tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện của Đơn vị bán buôn điện

Bên bán điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán sai khác theo hợp đồng mua bán điện trong chu kỳ thanh toán theo quy định tại Điều 100 Thông tư này.

Mục 3
THANH TOÁN DỊCH VỤ PHỤ TRỢ VÀ THANH TOÁN KHÁC

Điều 13. Thanh toán cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán khoản thanh toán cho đơn vị phát điện cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp

theo quy định tại Điều 101 Thông tư này.

Điều 14. Thanh toán cho dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen

Đơn vị cung cấp dịch vụ dự phòng khởi động nhanh, dịch vụ vận hành phải phát để bảo đảm cung cấp điện, dịch vụ điều chỉnh điện áp và khởi động đen được thanh toán theo hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ theo mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 15. Thanh toán cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán cho các nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày trực tiếp giao dịch trên thị trường điện theo quy định tại Điều 103 Thông tư này.

Điều 16. Thanh toán cho các nhà máy điện năng lượng tái tạo trực tiếp tham gia thị trường điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán cho các nhà máy năng lượng tái tạo không phải thủy điện trực tiếp giao dịch trên thị trường điện theo quy định tại Điều 104 Thông tư này.

Điều 17. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam quy định tại Điều 105 Thông tư này.

Điều 18. Thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán các khoản thanh toán khác đối với nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại Điều 106 Thông tư này.

Điều 19. Thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện

Việc tính toán thanh toán khi can thiệp vào thị trường điện được thực hiện theo quy định tại Điều 107 Thông tư này.

Điều 20. Thanh toán khi tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay

Việc tính toán thanh toán trong thời gian tạm ngừng hoạt động của thị trường điện giao ngay được thực hiện theo quy định tại Điều 108 Thông tư này.

Mục 4
TRÌNH TỰ, THỦ TỤC THANH TOÁN

Điều 21. Số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện

1. Trước 10h00 ngày D+1, đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện theo quy định tại Chương III Phụ lục này.

2. Trước 15h00 ngày D+1, đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện. Trong trường hợp đơn vị phát điện chưa công bố các sự kiện hoặc các sự kiện chưa được thống nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các sự kiện được sử dụng để tính toán thanh toán trên thị trường điện.

3. Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra số liệu đo đếm điện năng, số liệu đo đếm đầu cực tổ máy và các số liệu đo đếm tự dùng của từng chu kỳ giao dịch của ngày D.

4. Trước 9h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp và cung cấp cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện.

Điều 22. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch

Việc lập, xác nhận và phát hành các bảng kê thanh toán thị trường điện cho ngày giao dịch được thực hiện theo quy định tại Điều 110 Thông tư này.

Điều 23. Bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán

Việc lập, xác nhận và phát hành các bảng kê thanh toán thị trường điện cho chu kỳ thanh toán được thực hiện theo quy định tại Điều 111 Thông tư này.

Chương II
ĐIỀU CHỈNH SẢN LƯỢNG CỦA ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN TRỰC TIẾP GIAO DỊCH TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Mục 1
ĐIỀU CHỈNH SẢN LƯỢNG ĐIỆN HỢP ĐỒNG THÁNG

Điều 24. Các trường hợp được xem xét điều chỉnh Qc tháng

1. Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về tháng, hoặc các nội dung về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng (sản lượng điện hợp đồng các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh) trước tháng vận hành: việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng được thực hiện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện.

2. Trường hợp sản lượng điện hợp đồng tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán theo quy định tại Điều 29 và Điều 38 Thông tư

này và không có thỏa thuận khác trong hợp đồng mua bán điện về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng: Sản lượng điện hợp đồng tháng M+1 của nhà máy điện (sản lượng đã được ký kết từ đầu năm) được xem xét điều chỉnh trong các trường hợp sau:

a) Lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy trong tháng M+1 bị thay đổi so với kế hoạch vận hành năm trong trường hợp:

- Theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm an ninh hệ thống điện không phải do các nguyên nhân của nhà máy;

- Theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất căn cứ vào điều kiện vận hành thực tế của hệ thống.

b) Sản lượng khả dụng tháng M+1 của nhà máy điện không bảo đảm sản lượng điện hợp đồng tháng;

c) Tổ máy được điều chỉnh lịch sửa chữa trong tháng M và đáp ứng các điều kiện sau:

- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện điều chỉnh lịch sửa chữa do lý do an ninh hệ thống;

- Thời điểm bắt đầu sửa chữa theo lịch sửa chữa điều chỉnh sớm hơn so với thời điểm bắt đầu sửa chữa trong kế hoạch tháng M;

- Thời điểm kết thúc sửa chữa theo lịch sửa chữa điều chỉnh không trong tháng M.

d) Trường hợp có biến động lớn (thay đổi trên 20%) về giá nhiên liệu đầu vào hoặc xảy ra các sự kiện bất khả kháng (bão, lũ, động đất,...) làm ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của hệ thống điện (sa thải phụ tải hoặc mất một lượng lớn phụ tải, mất hoặc ảnh hưởng đến khả năng truyền tải điện năng giữa các vùng, ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của một số lượng lớn các nhà máy điện, thực hiện xả tràn các hồ chứa thủy điện theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền).

3. Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch đã được ký kết trong tháng M và các tháng trước trong năm N của nhà máy điện không điều chỉnh trừ trường hợp quy định tại điểm d khoản 2 Điều này và Điều 28 Phụ lục này.

Điều 25. Điều chỉnh Qc tháng trong trường hợp lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy nhiệt điện trong tháng M+1 thay đổi

1. Qc tháng được điều chỉnh không vượt sản lượng khả dụng đã tính đến kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa thay đổi.

2. Qc tháng của các tháng có lịch sửa chữa thay đổi được điều chỉnh bằng cách dịch chuyển giữa các tháng phần sản lượng Qc tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển, bảo đảm tổng Qc quý không đổi đối với nhà máy nhiệt điện than và bảo đảm tổng Qc 6 tháng không đổi đối với nhà máy tuabin khí trừ trường

hợp quy định tại điểm c khoản này, cụ thể như sau:

a) Phần sản lượng Qc giảm tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển làm giảm khả dụng của tháng i được tính bằng công thức sau:

$$\Delta Qc_i = \left(1 - \frac{T_s}{T_t}\right) Qc_i$$

Trong đó:

ΔQc_i: Phần sản lượng Qc điều chỉnh giảm của tháng i;

T_s: Tổng thời gian khả dụng tháng i của các tổ máy trong nhà máy theo lịch sửa chữa thay đổi;

T_t: Tổng thời gian khả dụng tháng i của các tổ máy trong nhà máy theo lịch sửa chữa trong kế hoạch năm;

Qc_i: Sản lượng điện hợp đồng tháng i theo theo kế hoạch vận hành thị trường điện năm của nhà máy.

b) Phần sản lượng Qc tăng tương ứng với thời gian sửa chữa bị dịch chuyển của tháng làm tăng khả dụng được tính bằng công thức sau:

$$\Delta Qc = \sum \Delta Qc_i$$

Trong đó:

ΔQc: Phần sản lượng Qc tăng tương ứng dịch chuyển;

ΔQc_i: Phần sản lượng Qc điều chỉnh tăng của tháng i.

3. Trường hợp nhà máy thay đổi lịch bảo dưỡng sửa chữa vào tháng cuối năm thì không dịch chuyển sản lượng Qc tương ứng với thời gian sửa chữa của tháng này vào năm tiếp theo.

4. Trước ngày 22 hằng tháng, căn cứ kết quả đánh giá an ninh hệ thống tháng tới và yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền liên quan đến việc thay đổi lịch bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phê duyệt kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa làm cơ sở cho lập kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới. Trường hợp phát sinh việc thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa sau ngày 25 hằng tháng thì không điều chỉnh Qc tháng tiếp theo của nhà máy điện.

Điều 26. Điều chỉnh Qc tháng trong trường hợp sản lượng khả dụng tháng M+1 của nhà máy điện không bảo đảm sản lượng điện hợp đồng tháng

Trong trường hợp sản lượng khả dụng tháng M+1 của nhà máy điện không bảo đảm sản lượng điện hợp đồng tháng thì sản lượng điện hợp đồng tháng được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng tháng đó.

Điều 27. Điều chỉnh Qc tháng M+1 trong trường hợp tổ máy được điều chỉnh lịch sửa chữa trong tháng M

Trong trường hợp quy định tại điểm d khoản 2 Điều 24 Phụ lục này, sản

lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong thời gian lịch sửa chữa điều chỉnh của tháng M lớn hơn sản lượng khả dụng được điều chỉnh theo lịch sửa chữa thì sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch được điều chỉnh bằng sản lượng khả dụng và phần sản lượng điện hợp đồng thiếu hụt của tháng M được phân bổ vào sản lượng điện hợp đồng tháng có thời điểm kết thúc lịch sửa chữa điều chỉnh theo phê duyệt lịch sửa chữa.

Điều 28. Điều chỉnh Qc tháng M+1 trong trường hợp có biến động lớn về giá nhiên liệu đầu vào hoặc xảy ra các sự kiện bất khả kháng làm ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của hệ thống điện

Trong trường hợp có biến động lớn (thay đổi trên 20%) về giá nhiên liệu đầu vào hoặc xảy ra các sự kiện bất khả kháng (bão, lũ, động đất,...) làm ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của hệ thống điện (sa thải phụ tải hoặc mất một lượng lớn phụ tải, mất hoặc ảnh hưởng đến khả năng truyền tải điện năng giữa các vùng, ảnh hưởng đến việc vận hành bình thường của một số lượng lớn các nhà máy điện, thực hiện xả tràn các hồ chứa thủy điện theo yêu cầu của cơ quan nhà nước có thẩm quyền), Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cập nhật số liệu, tính toán lại kế hoạch vận hành các tháng còn lại trong quý, báo cáo Cục Điện lực xem xét để thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng.

Điều 29. Công bố và xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng điều chỉnh

1. Vào ngày 22 hằng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lấy ý kiến của Tập đoàn Điện lực Việt Nam về các trường hợp điều chỉnh và sản lượng điện hợp đồng điều chỉnh theo quy định tại Điều 24 Phụ lục này.

2. Trước ngày 25 hằng tháng, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có ý kiến gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng M+1 và các tháng tiếp theo trong năm N cho nhà máy điện.

3. Vào ngày 25 hằng tháng, trên cơ sở ý kiến của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, căn cứ vào kế hoạch vận hành tháng M+1, tình hình thực tế của hệ thống và từng đơn vị, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố sản lượng điện hợp đồng các tháng điều chỉnh lên trang thông tin điện tử thị trường điện theo quy định tại Phụ lục V ban hành kèm theo Thông tư này.

4. Trước ngày cuối cùng hằng tháng, đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận Qc tháng M+1 tại điểm giao nhận và Qc tháng M+1 và các tháng tiếp theo trong năm N đã được điều chỉnh (nếu có) theo công bố của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm báo cáo Cục Điện lực kết quả thực hiện việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tháng và các tháng tiếp theo trong năm N của các nhà máy điện có điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng theo quy định về chế độ báo cáo vận hành thị trường điện tại Điều 132 Thông tư này.

Mục 2

ĐIỀU CHỈNH SẢN LƯỢNG ĐIỆN HỢP ĐỒNG TRONG CHU KỲ GIAO DỊCH

Điều 30. Các trường hợp được xem xét điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch

Trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện thống nhất trong hợp đồng mua bán điện về sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch hoặc các nội dung về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch (các trường hợp điều chỉnh, nguyên tắc điều chỉnh): Việc điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch được thực hiện theo quy định tại hợp đồng mua bán điện. Các đơn vị có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các nội dung đã thống nhất để phục vụ công tác vận hành thị trường điện;

Trường hợp sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán theo quy định tại Điều 38 và Điều 40 Thông tư này và không có thỏa thuận khác trong hợp đồng mua bán điện về điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng chu kỳ giao dịch: Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện được xem xét điều chỉnh trong các trường hợp sau:

1. Tổ máy bị sự cố với thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ áp dụng theo quy định tại khoản 2 Điều 39 Thông tư này.

2. Lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi có thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ.

3. Thời gian sửa chữa của tổ máy kéo dài so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

4. Thời gian sửa chữa lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi kéo dài so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

5. Tổ máy có lịch sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch áp dụng theo quy định tại khoản 2 Điều 39 Thông tư này.

6. Lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi có lịch sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch.

7. Có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí trong kết quả lập lịch huy động ngày tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định tại khoản 7 Điều 56 Thông tư này.

8. Có công bố thông tin về trường hợp nhà máy nhiệt điện than xảy ra tình trạng thiếu nhiên liệu dẫn đến tổng sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào lập lịch chu kỳ tới của nhà máy điện thấp hơn tổng sản lượng điện hợp đồng của nhà máy trong ngày vận hành.

9. Có công bố về thông tin về thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống

khí so với kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí đã được sử dụng trong phân bổ sản lượng điện hợp đồng chu kỳ trong kế hoạch tháng.

10. Tổ máy nhiệt điện có thời gian khởi động tổ máy tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hoà lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

Trong trường hợp một khoảng thời gian bất kỳ có phát sinh nhiều hơn một sự kiện được xem xét điều chỉnh sản lượng hợp đồng, các đơn vị chỉ xác nhận sự kiện phát sinh đầu tiên.

Điều 31. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện trong trường hợp thời gian sự cố của tổ máy hoặc lò máy của nhà máy điện lớn hơn 72 giờ

Trường hợp tổ máy hoặc lò máy của nhà máy bị sự cố, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch (Qc) của nhà máy được điều chỉnh như sau:

1. Chu kỳ kế tiếp sau chu kỳ có thời điểm tổ máy hoặc lò máy bị sự cố được tính là chu kỳ giao dịch thứ nhất để xác định thời gian sự cố của tổ máy hoặc lò máy của nhà máy điện lớn hơn 72 giờ.

2. Trường hợp thời điểm tổ máy hoặc lò máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố quá 144 chu kỳ giao dịch:

a) Trong giai đoạn từ thời điểm sự cố đến chu kỳ giao dịch thứ 144: Giữ nguyên sản lượng điện hợp đồng (Qc) đã phân bổ cho nhà máy điện;

b) Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch thứ 145 đến khi tổ máy hoặc lò máy khắc phục sự cố và khả dụng:

- Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy nhỏ hơn sản lượng điện hợp đồng (Qc) nhà máy trong giai đoạn này, thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch bằng sản lượng Qmq của nhà máy điện;

- Trường hợp Qmq của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng Qc nhà máy điện trong giai đoạn này, không điều chỉnh Qc nhà máy điện.

3. Không điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng (Qc) của nhà máy điện có tổ máy hoặc lò máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố trong vòng 144 chu kỳ giao dịch và lần khởi động sau khi trả lại trạng thái dự phòng là khởi động thành công và đạt công suất phát tối thiểu của tổ máy.

Điều 32. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện trong trường hợp kéo dài sửa chữa

Trường hợp tổ máy hoặc lò máy của nhà máy kéo dài thời gian sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa được điều chỉnh như sau:

1. Chu kỳ kế tiếp sau chu kỳ có thời điểm kéo dài lịch sửa chữa được tính là chu kỳ giao dịch đầu tiên kéo dài lịch sửa chữa, chu kỳ có thời điểm kết thúc sửa chữa thực tế được tính là chu kỳ cuối cùng kéo dài lịch sửa chữa.

2. Trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa, chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy nhỏ hơn Qc của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng Qmq của nhà máy.

3. Trong các chu kỳ kéo dài sửa chữa, chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy lớn hơn hoặc bằng Qc của nhà máy thì không điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó.

Điều 33. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện trong trường hợp sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch

Trường hợp tổ máy hoặc lò máy của nhà máy nhiệt điện sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện trong các chu kỳ sửa chữa ngoài kế hoạch được điều chỉnh như sau:

1. Trong giai đoạn từ thời điểm sửa chữa đến chu kỳ giao dịch kết thúc giai đoạn 72 giờ: giữ nguyên sản lượng điện hợp đồng đã phân bổ cho nhà máy điện.

2. Trong giai đoạn từ chu kỳ giao dịch đầu tiên sau khi kết thúc giai đoạn 72 giờ đến khi tổ máy khả dụng:

a) Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng điện hợp đồng nhà máy trong giai đoạn này: thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch bằng sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện;

b) Trường hợp sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện lớn hơn hoặc bằng sản lượng điện hợp đồng nhà máy điện trong giai đoạn này: Không điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng nhà máy điện.

Điều 34. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện có công bố thông tin về việc thiếu nhiên liệu hoặc thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí

1. Trong trường hợp có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí, thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng của nhà máy tuabin khí trong các chu kỳ giao dịch theo nguyên tắc nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện. Thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí sẽ được điều chỉnh phù hợp khi có trường hợp công bố theo quy định tại khoản 3 Điều này.

2. Trong trường hợp có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu than, dẫn đến tổng sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào lập lịch chu kỳ tới của nhà máy điện thấp hơn tổng sản lượng điện hợp đồng của nhà máy trong ngày vận hành, thực hiện điều chỉnh sản lượng điện

hợp đồng của nhà máy nhiệt điện than trong các chu kỳ giao dịch của ngày đó theo nguyên tắc nếu có chu kỳ mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy nhỏ hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng sản lượng thực tế tại điểm giao nhận của nhà máy điện.

3. Trong trường hợp có công bố thông tin về thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí so với kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí đã được sử dụng trong phân bổ sản lượng điện hợp đồng chu kỳ trong kế hoạch tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng của nhà máy tuabin khí trong các chu kỳ giao dịch trong các ngày trên nguyên tắc sau:

a) Không dịch chuyển trong các trường hợp sau:

- Không thay đổi ngày bắt đầu bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí;

- Không thay đổi ngày kết thúc bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí;

- Ngày bắt đầu và ngày kết thúc thực tế đều nằm trong khoảng thời gian giữa ngày bắt đầu và kết thúc trong kế hoạch tháng;

- Ngày bắt đầu và kết thúc trong kế hoạch đều nằm trong khoảng thời gian giữa ngày bắt đầu và kết thúc thực tế.

b) Chỉ dịch chuyển sản lượng điện hợp đồng trong các ngày thay đổi trạng thái từ có khả năng cấp khí (khả năng cấp lớn hơn 0 triệu m3/ngày) sang ngừng cấp khí hoàn toàn (khả năng cấp khí bằng 0 triệu m3/ngày) hoặc ngược lại;

c) Không dịch chuyển sản lượng điện hợp đồng sang các tháng sau;

d) Sản lượng điện hợp đồng chu kỳ của nhà máy tuabin khí trong kế hoạch tháng trong ngày ngừng cấp khí hoàn toàn theo thực tế được chuyển sang ngày khôi phục khả năng cấp khí thực tế(khả năng cấp khí lớn hơn 0 triệu m3/ngày), chuyển tương ứng theo chu kỳ và số ngày dịch thực tế so với kế hoạch.

Điều 35. Điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy nhiệt điện trong trường hợp tổ máy có thời gian khởi động tổ máy tính kéo dài quá 02 giờ

Trường hợp tổ máy hoặc lò máy của nhà máy nhiệt điện kéo dài thời gian khởi động tổ máy tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hòa lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện, sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy trong các chu kỳ kéo dài thời gian khởi động (tính từ chu kỳ tiếp sau chu kỳ có thời điểm mà thời gian khởi động kéo dài hơn 02 giờ so với quy định tại hợp đồng mua bán điện đến chu kỳ có thời điểm hòa lưới) được điều chỉnh như sau:

1. Trong các chu kỳ kéo dài thời gian khởi động mà sản lượng phát thực tế tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy nhỏ hơn Qc của nhà máy thì điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó bằng Qmq của nhà máy.

2. Trong các chu kỳ kéo dài thời gian khởi động mà sản lượng phát thực tế

tại điểm giao nhận (Qmq) của nhà máy lớn hơn hoặc bằng Qc của nhà máy thì không điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng tại các chu kỳ đó.

Điều 36. Công bố và xác nhận sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch điều chỉnh

1. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác nhận các sự kiện phục vụ điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ theo quy định tại Chương III Phụ lục này và Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và đơn vị mua điện tại Phụ lục IV Thông tư này.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán và công bố sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch điều chỉnh của nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp với Đơn vị bán buôn điện.

3. Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện trực tiếp giao dịch có trách nhiệm ký xác nhận sản lượng điện hợp đồng tháng và sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch tháng M-1 được điều chỉnh.

Chương III
PHỐI HỢP XÁC NHẬN CÁC SỰ KIỆN PHỤC VỤ CÁC KHOẢN THANH TOÁN TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Điều 37. Danh sách các sự kiện cần xác nhận

Danh sách các sự kiện cần xác nhận phục vụ tính toán thanh toán trong thị trường điện bao gồm:

1. Tổ máy nhiệt điện khởi động sau khi bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất.

2. Tổ máy nhiệt điện than nhiều lò hơi khởi động lại đối với lò hơi bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất.

3. Tổ máy nhiệt điện khởi động hoặc ngừng máy/lò hơi theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Tổ máy thí nghiệm.

5. Tổ máy phải phát trong thời điểm đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt.

6. Tổ máy tách lưới phát điện độc lập.

7. Tổ máy đấu nối vào lưới mua điện từ nước ngoài.

8. Tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do bảo đảm cung cấp điện.

9. Tổ máy có thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ.

10. Tổ máy kéo dài lịch sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

11. Tổ máy sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch.

12. Lò hơi của tổ máy nhiệt điện than sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch.

13. Lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi có thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ.

14. Lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi kéo dài lịch sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

15. Nhà máy nhiệt điện vận hành trong thời gian thiếu nguồn nhiên liệu.

16. Tổ máy phát hoặc nhận công suất phản kháng trong chế độ chạy bù đồng bộ.

17. Tổ máy tham gia dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

18. Tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi có thời điểm vận hành chu trình đơn theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

19. Tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm an ninh hệ thống điện.

20. Nhà máy điện tuabin khí vận hành trong thời gian thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa khí so với kế hoạch tháng.

21. Tổ máy nhiệt điện có thời gian khởi động tổ máy tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hoà lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện.

22. Sự kiện DIM: Trong trường hợp có sai khác về lệnh điều độ thông qua hệ thống lệnh điều độ điện tử (DIM) dẫn đến không phù hợp với thực tế vận hành, đơn vị phát điện và đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm phối hợp xác nhận sự kiện DIM phù hợp với thực tế thực hiện để bảo đảm tính chính xác phục vụ hồ sơ thanh toán của đơn vị.

Điều 38. Thông tin vận hành các nhà máy điện BOT, nhà máy điện nhập khẩu, nhà máy tham gia dịch vụ phụ

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ, kịp thời thông tin liên quan vận hành các nhà máy điện BOT và nhà máy điện nhập khẩu, nhà máy tham gia dịch vụ phụ theo đề nghị của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, nhằm phục vụ công tác thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các đơn vị phát điện BOT.

Các thông tin vận hành bao gồm: lệnh điều độ điện tử (bao gồm các lệnh DIM sửa đổi), thông tin vận hành, công suất công bố, lịch sửa chữa.

Điều 39. Xác định tổ máy nhiệt điện khởi động sau khi bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất

1. Đơn vị phát điện được xác định có tổ máy nhiệt điện khởi động sau khi bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất khi có đủ các điều kiện sau:

a) Ngừng máy trước và tiến hành khởi động tiếp theo được thực hiện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Nguyên nhân

ngừng máy không phải nguyên nhân từ đơn vị phát điện hoặc do nhiên liệu;

b) Tại chu kỳ ngừng máy, giá chào dải công suất đầu tiên trong bản chào lập lịch của tổ máy tại chu kỳ ngừng máy bằng giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện;

c) Trong khoảng thời gian từ khi tổ máy ngừng do thừa nguồn đến khi tổ máy khởi động lại thành công, tổ máy không có sửa chữa hoặc xử lý sự cố;

d) Đối với tổ máy tuabin khí, chỉ xác nhận đối với sự kiện có lệnh khởi động chu trình hỗn hợp bằng nhiên liệu chính.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm hoàn thành ngừng tổ máy được xác định theo quy định tại điểm b khoản 2 Điều 41 Phụ lục này;

b) Thời điểm khởi động tổ máy được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm tổ máy nhận tín hiệu khởi động qua hệ thống điều khiển DCS;
- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh khởi động tổ máy hoặc thời điểm đơn vị phát điện thông báo bắt đầu khởi động tổ máy;
- Thời điểm bắt đầu của lệnh khởi động lò hơi.

c) Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động tổ máy được xác định theo quy định tại điểm a khoản 3 Điều 41 Phụ lục này.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào lập lịch ngày tới, bản chào chu kỳ giao dịch tới của tổ máy, nguyên nhân ngừng máy lấy theo phương thức vận hành ngày, lệnh DIM, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Thời điểm tổ máy nhận tín hiệu khởi động tổ máy lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm đơn vị phát điện thông báo bắt đầu khởi động tổ máy lấy theo bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

d) Các dữ liệu khác theo quy định tại khoản 4 Điều 41 Phụ lục này.

Điều 40. Xác định tổ máy nhiệt điện than nhiều lò hơi khởi động lại 01 lò hơi sau khi buộc phải ngừng để giảm công suất trong trường hợp thừa công suất

1. Đơn vị phát điện được xác định có tổ máy nhiệt điện than nhiều lò hơi khởi động 01 lò hơi sau khi buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất khi có đủ các điều kiện sau:

a) Ngừng 01 lò hơi trước đó và khởi động tiếp theo được thực hiện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Tại chu kỳ ngừng 01 lò hơi, giá chào dải công suất đầu tiên trong bản chào lập lịch của tổ máy tại chu kỳ ngừng máy bằng giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện;

c) Tại chu kỳ ngừng 01 lò hơi, giá biên miền tương ứng nhỏ hơn hoặc bằng giá sàn bản chào của tổ máy nhiệt điện;

d) Trong khoảng thời gian từ khi lò hơi ngừng do thừa nguồn đến khi hòa hơi lại thành công, lò hơi hoặc tổ máy tương ứng không có sửa chữa hoặc xử lý sự cố.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò hơi được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò hơi;
- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo lò hơi đã ngừng theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

b) Thời điểm khởi động lò hơi được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm lò hơi nhận tín hiệu khởi động qua hệ thống điều khiển DCS;
- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh khởi động lò hơi hoặc thời điểm đơn vị phát điện thông báo bắt đầu khởi động lò hơi;
- Thời điểm bắt đầu của lệnh khởi động lò hơi.

c) Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động lò hơi được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm kết thúc của lệnh hòa lưới hoặc lệnh hòa hơi lò;
- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo lò hơi đã hòa hơi.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào lập lịch ngày tới, bản chào chu kỳ giao dịch tới của tổ máy, giá biên miền lấy theo cơ sở dữ liệu hệ thống thông tin thị trường điện;

b) Dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

c) Dữ liệu về ngừng và khởi động lò hơi lấy từ bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

d) Dữ liệu về ngừng và khởi động lò hơi lấy từ bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 41. Xác định sự kiện tổ máy nhiệt điện khởi động hoặc ngừng máy theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi tổ máy khởi động, ngừng máy theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (không áp dụng xác nhận sự kiện cho tổ máy bị ngừng máy do sự cố).

2. Các thông tin cần xác nhận cho sự kiện ngừng tổ máy bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu ngừng tổ máy là thời điểm bắt đầu thực hiện lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) hoặc thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh ngừng tổ máy;

b) Thời điểm hoàn thành ngừng tổ máy được xác định theo thứ tự ưu tiên

sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không);

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã tách lưới.

3. Các thông tin cần xác nhận cho sự kiện khởi động bao gồm:

a) Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh hòa lưới hoặc lệnh khởi động và hòa lưới tổ máy;

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã hòa lưới thành công.

b) Thời điểm tổ máy đạt lệnh điều độ hoặc đạt công suất phát ổn định thấp nhất được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm tổ máy đạt công suất phát ổn định thấp nhất;

- Thời điểm tổ máy đạt công suất lớn hơn công suất phát ổn định thấp nhất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã đạt công suất phát ổn định thấp nhất hoặc công suất lớn hơn công suất phát ổn định thấp nhất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) trong trường hợp tổ máy ngừng sự cố sau khi đã khởi động và hòa lưới thành công nhưng chưa đạt công suất phát ổn định thấp nhất. Khởi động và hòa lưới thành công là sự kiện tổ máy hoàn thành lệnh hòa lưới tổ máy theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và có sản lượng đo đếm trong tối thiểu 01 chu kỳ giao dịch có liên quan;

- Thời điểm tổ máy chuyển sang trạng thái gián tiếp tham gia thị trường điện trong trường hợp tổ máy chuyển sang gián tiếp tham gia thị trường điện khi chưa đạt công suất phát ổn định thấp nhất.

4. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu, hoàn thành lệnh, thời điểm tổ máy đạt công suất theo yêu cầu lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Thời điểm đóng, cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm tổ máy đạt công suất phát ổn định thấp nhất lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

d) Công suất phát ổn định thấp nhất lấy theo hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện hoặc Pmin theo hợp đồng mua bán điện và bản

chào giá lập lịch (tùy theo giá trị nào nhỏ hơn);

đ) Dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành;

e) Thời điểm tổ máy đạt công suất lớn hơn công suất phát ổn định thấp nhất lấy theo hệ thống DIM;

g) Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã đạt công suất phát ổn định thấp nhất hoặc công suất lớn hơn công suất phát ổn định thấp nhất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lấy theo hệ thống DIM hoặc hệ thống ghi âm công nghiệp.

Điều 42. Xác định sự kiện tổ máy thí nghiệm

1. Đơn vị phát điện được xác định có tổ máy thí nghiệm khi có đủ các điều kiện sau:

a) Tổ máy có thí nghiệm nối lưới đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt theo hình thức phiếu đăng ký công tác hoặc theo văn bản thông báo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về kế hoạch thử nghiệm tổ máy theo yêu cầu hệ thống;

b) Tổ máy thực hiện thí nghiệm khi có sự đồng ý của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

c) Tổ máy thực hiện thí nghiệm với khoảng thời gian, cấu hình tổ máy, loại nhiên liệu sử dụng, loại hình thí nghiệm phù hợp trong đăng ký đã được phê duyệt hoặc trong văn bản thông báo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Đối với tổ máy tuabin khí

a1) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo theo một trong những dữ liệu sau:

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng ý cho phép hoặc ra lệnh điều độ cho tổ máy chuyển sang trạng thái thí nghiệm đối với tổ máy đang nối lưới;

- Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động và hòa lưới tổ máy đối với các tổ máy đang ngừng;

- Thời điểm tổ máy chuyển sang chế độ thử nghiệm theo ghi nhận DCS.

a2) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo theo một trong những dữ liệu sau:

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy thí nghiệm (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không);

- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh điều độ cho tổ máy kết thúc thí nghiệm hoặc đơn vị phát điện thông báo kết thúc thí nghiệm đối với các tổ máy nối lưới.

a3) Nhiên liệu (nhiên liệu chính, không phải nhiên liệu chính, hỗn hợp) và cấu hình (chu trình đơn, hỗn hợp) thí nghiệm tương ứng;

a4) Thời điểm chuyển đổi nhiên liệu và cấu hình thí nghiệm theo quy định tại Điều 57 hoặc Điều 58 Phụ lục này.

b) Đối với các tổ máy không phải là tổ máy tuabin khí

b1) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo theo một trong những dữ liệu sau:

- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng ý cho phép hoặc ra lệnh điều độ cho tổ máy chuyển sang trạng thái thí nghiệm đối với tổ máy đang nối lưới;

- Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động và hòa lưới hoặc lệnh hòa lưới tổ máy đối với các tổ máy đang ngừng;

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm tổ máy chuyển sang chế độ thử nghiệm theo ghi nhận DCS.

b2) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo theo một trong những dữ liệu sau:

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy thí nghiệm (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về 0 (không) MW;

- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh điều độ cho tổ máy kết thúc thí nghiệm hoặc đơn vị phát điện thông báo kết thúc thí nghiệm đối với các tổ máy nối lưới.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Phiếu đăng ký công tác được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt lấy theo cơ sở dữ liệu hệ thống thông tin thị trường điện;

b) Thời điểm bắt đầu, hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

c) Thời điểm đóng, cắt máy cắt, chuyển đổi chế độ thí nghiệm lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

d) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng ý cho phép hoặc ra lệnh thí nghiệm và thời điểm đơn vị phát điện thông báo kết thúc thí nghiệm hoặc thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh điều độ cho tổ máy kết thúc thí nghiệm lấy từ bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

đ) Trường hợp đơn vị phát điện có tổ máy tham gia thử nghiệm AGC theo

yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thì trong bảng xác nhận thời điểm tổ máy chạy thí nghiệm cần chú thích rõ là thí nghiệm AGC.

Điều 43. Xác định sự kiện tổ máy phải phát trong thời điểm đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt

1. Đơn vị phát điện được xác định có tổ máy phải phát trong thời điểm đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt khi có đủ các điều kiện sau:

a) Tổ máy có kế hoạch ngừng máy đã được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt theo hình thức phiếu đăng ký công tác đồng thời kế hoạch này đã được đơn vị phát điện thể hiện thông qua bản chào giá lập lịch của tổ máy (công suất tại dải chào cuối cùng trong bản chào bằng 0 (không));

b) Trong các chu kỳ đã có kế hoạch ngừng máy, tổ máy nối lưới và phát điện theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (sản lượng đo đếm điện năng và sản lượng huy động theo lệnh điều độ của tổ máy trong các chu kỳ đã có kế hoạch dừng máy lớn hơn 0 (không));

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh ngừng tổ máy vượt quá 01 chu kỳ tính từ chu kỳ tổ máy chào công suất bằng 0 (không).

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện

- Trường hợp tổ máy tiếp tục nối lưới và phát điện: Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định là thời điểm bắt đầu của chu kỳ mà dải công suất cuối cùng bằng 0 (không) trong bản chào lập lịch của tổ máy;

- Trường hợp tổ máy đã ngừng máy và khởi động lên: Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định là thời điểm hoàn thành lệnh hòa lưới tổ máy hoặc thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực) hoặc thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã hòa lưới.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện là thời điểm xuất hiện sớm nhất trong các thời điểm sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) hoặc thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực) hoặc thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã tách lưới;

- Thời điểm kết thúc chu kỳ liền trước chu kỳ tổ máy bắt đầu chào công suất khác giá trị 0 (không) trong bản chào giá lập lịch của tổ máy.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Thời điểm cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Bản chào giá lập lịch lấy theo cơ sở dữ liệu hệ thống thông tin thị trường điện.

d) Dữ liệu khác theo quy định tại khoản 4 Điều 41 Phụ lục này.

Điều 44. Xác định sự kiện nhà máy điện tách lưới phát độc lập

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi nhà máy phải thay đổi công suất để điều khiển tần số lưới trong khoảng thời gian lưới điện khu vực bị tách ra ngoài lưới điện quốc gia.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ghi nhận được về sự cố khu vực có nhà máy tách lưới phát độc lập;

- Thời điểm hệ thống điều chỉnh công suất tổ máy chuyển sang chế độ thay đổi công suất để điều khiển tần số lưới.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện là thời điểm lưới điện khu vực đã hòa được vào lưới điện quốc gia theo ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc thời điểm đơn vị phát điện hoàn thành lệnh thay đổi công suất tại một mức công suất xác định theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm lưới điện khu vực (có nhà máy tách lưới phát độc lập) tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia theo ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện yêu cầu và thông báo cho đơn vị phát điện lấy theo bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm hệ thống điều tốc chuyển đổi chế độ làm việc lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 45. Xác định sự kiện tổ máy đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi tổ máy có khoảng thời gian đấu nối lưới điện mua điện nước ngoài theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Khoảng thời gian này được xác định từ thời điểm tổ máy tách ra ngoài lưới điện quốc gia cho đến thời điểm tổ máy tách ra ngoài lưới điện mua điện nước ngoài.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) với lý do chuyển sang nối lưới điện mua điện từ nước ngoài;

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực) để tách ra ngoài lưới điện quốc gia với lý do chuyển sang nối lưới điện mua điện từ nước ngoài;

- Thời điểm đơn vị phát điện hoàn thành việc chuyển sang nối lưới điện nước ngoài.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) với lý do chuyển sang nối lưới điện quốc gia;

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực) để tách ra ngoài lưới điện mua điện nước ngoài với lý do chuyển sang nối lưới điện quốc gia;

- Thời điểm đơn vị phát điện hoàn thành việc chuyển sang nối lưới điện quốc gia.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Các thời điểm hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Các thời điểm cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm đơn vị phát điện hoàn thành việc chuyển sang nối lưới điện nước ngoài hoặc lưới điện quốc gia lấy theo ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 46. Xác định sự kiện tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi nhà máy thủy điện có khoảng thời gian phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trừ trường hợp tổ máy thuộc nhóm nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày khi có đủ các điều kiện sau:

a) Đối với các trường hợp công suất công bố bằng không, sự kiện chỉ được xác nhận đối với các trường hợp quy định tại điểm g khoản 1 Điều 47 Thông tư này.

b) Thời gian Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh huy động tổ máy cao hơn công suất công bố vượt quá 01 chu kỳ giao dịch.

c) Sản lượng huy động thực tế của tổ máy điện quy đổi về đầu cực tổ máy cao hơn công suất công bố và sai số điều độ ε quy định tại khoản 2 Điều 93 Thông tư này.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện là thời điểm hoàn thành lệnh phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới;

b) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh thay đổi công suất về một mức mang tải cố định nhỏ hơn hoặc bằng công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã kết thúc phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới của đơn vị phát điện lấy theo cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện;

b) Thời điểm bắt đầu, hoàn thành lệnh, công suất lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị phát điện;

c) Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã kết thúc phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới lấy từ bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện.

Điều 47. Xác định sự kiện tổ máy có thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ

1. Nhà máy nhiệt điện có tổ máy ngừng sự cố được xác định có sự kiện trừ trường hợp tổ máy trở lại trạng thái dự phòng trong thời hạn 72 giờ tính từ chu kỳ có thời điểm tổ máy ngừng sự cố và lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này và tổ máy khởi động thành công.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm tổ máy bắt đầu sự cố được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất có giá trị hoàn thành lệnh bằng 0 (không);

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã ngừng máy do bị sự cố.

b) Thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố;

- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

c) Thời điểm tổ máy kết thúc sự cố được xác định theo một trong các thời điểm sau:

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công. Trong trường hợp, từ thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi kết thúc tháng M, tổ máy không có lệnh khởi động (hoặc có lệnh khởi động nhưng thời điểm hòa lưới tổ máy không nằm trong tháng M), thời điểm kết thúc sự cố tạm thời lấy theo thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố. Trong trường hợp tổ máy chưa kết thúc sự cố trong tháng M thì thời điểm tổ máy kết thúc tạm thời lấy là thời điểm kết thúc tháng M. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra và xác nhận lại các sự kiện tạm thời (nếu có thay đổi);

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng và đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất vượt quá 72 giờ, tính từ

chu kỳ tổ máy trở lại trạng thái dự phòng;

- Thời điểm tổ máy bắt đầu tách ra sửa chữa theo kế hoạch được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch. Trong trường hợp từ thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi tổ máy tách sửa chữa theo kế hoạch, tổ máy không có lệnh khởi động, thời điểm kết thúc lấy theo thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào ngày tới, chu kỳ giao dịch tới của đơn vị phát điện lấy theo cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện;

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu sự cố, thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm tổ máy tách ra sửa chữa căn cứ theo thời điểm đơn vị phát điện thông báo tách tổ máy ra sửa chữa và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phê duyệt;

d) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động tổ máy, thời điểm tổ máy hòa lưới thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành;

đ) Trong trường hợp, từ thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi kết thúc tháng M, tổ máy không có lệnh khởi động (hoặc có lệnh khởi động nhưng thời điểm hòa lưới tổ máy không nằm trong tháng M) thì trong bảng xác nhận cần chú thích rõ là tổ máy chưa hòa lưới sau sự cố trong tháng M;

e) Trong trường hợp tổ máy chưa xác định được thời điểm kết thúc sự cố trong tháng M thì trong bảng xác nhận cần chú thích rõ là tổ máy sự cố kéo dài qua tháng M.

Điều 48. Xác định sự kiện tổ máy kéo dài lịch sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện trong trường hợp tổ máy có thời gian sửa chữa lớn hơn thời gian sửa chữa đã được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch;

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu ngừng sửa chữa thực tế được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không);

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã tách tổ máy ra sửa chữa theo kế hoạch đã được phê duyệt.

c) Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa;

- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

d) Thời điểm tổ máy kết thúc sửa chữa theo thực tế được xác định theo một trong các thời điểm sau:

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công;

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng và từ chu kỳ tổ máy trở lại trạng thái dự phòng đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất vượt quá 72 giờ;

- Trong trường hợp tổ máy kéo dài lịch sửa chữa nhưng chưa kết thúc sửa chữa theo thực tế trong tháng M thì thời điểm tổ máy kết thúc sửa chữa theo thực tế tạm thời lấy là thời điểm kết thúc tháng M.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa tổ máy theo kế hoạch và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch căn cứ theo lịch sửa chữa đã được phê duyệt và được đưa vào tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới;

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu tách ra sửa chữa, kết thúc sửa chữa theo thực tế căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động tổ máy, thời điểm tổ máy hòa lưới thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 49. Xác định sự kiện tổ máy của nhà máy điện sửa chữa bất thường

ngoài kế hoạch

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi tổ máy có lịch sửa chữa đã được phê duyệt nhưng chưa được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch theo phiếu công tác đã được phê duyệt;

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu ngừng sửa chữa thực tế được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không);

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã tách tổ máy ra sửa chữa theo phiếu công tác đã được phê duyệt.

c) Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa;

- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

d) Thời điểm tổ máy kết thúc sửa chữa theo thực tế được xác định theo một trong các thời điểm sau:

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công. Trong trường hợp, từ thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa ngoài kế hoạch tới khi kết thúc tháng M, tổ máy không có lệnh khởi động (hoặc có lệnh khởi động nhưng thời điểm hòa lưới tổ máy không nằm trong tháng M), thời điểm kết thúc sự cố tạm thời lấy theo thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa ngoài kế hoạch. Trong trường hợp tổ máy chưa kết thúc sửa chữa ngoài kế hoạch trong tháng M thì thời điểm tổ máy kết thúc tạm thời lấy là thời điểm kết thúc tháng M. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra và xác nhận lại các sự kiện tạm thời (nếu có thay đổi);

- Thời điểm tổ máy trở lại trạng thái dự phòng và đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất vượt quá 72 giờ, tính từ chu kỳ tổ máy trở lại trạng thái dự phòng;

- Thời điểm tổ máy bắt đầu tách ra sửa chữa theo kế hoạch được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch. Trong trường hợp, từ thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa ngoài kế hoạch tới khi tổ máy tách sửa chữa theo kế hoạch, tổ máy không có lệnh khởi động, thời điểm kết thúc lấy theo thời điểm tổ máy trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa ngoài kế hoạch.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa tổ máy ngoài kế hoạch theo phiếu công tác được phê duyệt;

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu tách ra sửa chữa, kết thúc sửa chữa theo thực tế căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động tổ máy, thời điểm tổ máy hòa lưới thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 50. Xác định sự kiện 01 lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi có thời gian sự cố lớn hơn 72 giờ

1. Đơn vị phát điện có lò hơi ngừng sự cố được xác định có sự kiện trừ trường hợp lò hơi trở lại trạng thái dự phòng trong thời hạn 72 giờ tính từ chu kỳ có thời điểm lò hơi ngừng sự cố và lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công.

2. Các thông tin cần xác nhận gồm có:

a) Thời điểm lò hơi sự cố được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò hơi;
- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo lò hơi đã ngừng bị sự cố.

b) Thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố;
- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

c) Thời điểm lò hơi kết thúc sự cố được xác định như sau:

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công. Trong trường hợp, từ thời điểm lò máy trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi kết thúc tháng M, lò hơi không có lệnh khởi động (hoặc có lệnh khởi động nhưng thời điểm hòa lưới lò hơi không nằm trong tháng M), thời điểm kết thúc tạm thời lấy theo thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng. Trong trường hợp lò máy chưa xác định được thời điểm kết thúc sự cố trong tháng M thì thời điểm lò máy kết thúc lấy là thời điểm kết thúc tháng M;

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng và từ chu kỳ lò hơi trở lại trạng thái dự phòng đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy vượt quá 72 giờ;

- Thời điểm lò hơi bắt đầu tách ra sửa chữa theo kế hoạch được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch. Trong trường hợp từ thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi lò hơi tách sửa chữa theo kế hoạch, lò hơi không có lệnh khởi động, thời điểm kết thúc lấy theo thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào ngày tới, chu kỳ giao dịch tới của đơn vị phát điện lấy theo cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện;

b) Thời điểm lò hơi sự cố, thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh hòa hơi lò, thời điểm hòa lò thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành;

d) Trong trường hợp, từ thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi kết thúc tháng M, lò hơi không có lệnh khởi động (hoặc có lệnh khởi động nhưng thời điểm hòa lưới tổ máy không nằm trong tháng M) thì trong bảng xác nhận cần chú thích rõ là lò hơi chưa hòa lưới sau sự cố trong tháng M;

đ) Trong trường hợp lò hơi chưa xác định được thời điểm kết thúc sự cố trong tháng M thì trong bảng xác nhận cần chú thích rõ là lò hơi sự cố kéo dài qua tháng M.

Điều 51. Xác định sự kiện 01 lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi kéo dài lịch sửa chữa so với kế hoạch đã được phê duyệt và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện trong trường hợp lò hơi có thời gian sửa chữa lớn hơn thời gian sửa chữa đã được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa lò hơi theo kế hoạch đã được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch;

b) Thời điểm lò hơi bắt đầu ngừng sửa chữa thực tế được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò hơi;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã tách lò hơi ra sửa chữa theo kế hoạch đã được phê duyệt.

c) Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa;

- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

d) Thời điểm lò hơi kết thúc sửa chữa theo thực tế được xác định theo một trong các thời điểm sau:

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công;

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng và từ chu kỳ lò hơi trở lại trạng thái dự phòng đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy vượt quá 72 giờ.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa lò hơi theo kế hoạch và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch căn cứ theo lịch sửa chữa đã được phê duyệt và được đưa vào tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tháng tới;

b) Thời điểm lò hơi bắt đầu tách ra sửa chữa, kết thúc sửa chữa theo thực tế căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động lò hơi, thời điểm hòa lò thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 52. Xác định sự kiện 01 lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có nhiều lò hơi có sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện trong trường hợp lò hơi của tổ máy nhiệt điện than có sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch.

2. Các thông tin cần xác nhận gồm có:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch của lò hơi theo phiếu công tác đã được phê duyệt;

b) Thời điểm lò hơi sửa chữa ngoài kế hoạch được xác định theo thứ tự ưu

tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò hơi;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo lò hơi của tổ máy tách ra sửa chữa theo phiếu công tác đã được phê duyệt.

c) Thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa được xác định khi có đủ các điều kiện sau:

- Đơn vị phát điện thông báo lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sửa chữa;

- Bản chào giá chu kỳ giao dịch tới hoặc bản chào giá ngày tới (trong trường hợp không có bản chào chu kỳ giao dịch tới) cập nhật công suất khả dụng phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy.

d) Thời điểm lò hơi kết thúc sửa chữa được xác định như sau:

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng gần nhất mà lần khởi động sau khi trở lại trạng thái dự phòng này là khởi động thành công;

- Thời điểm lò hơi trở lại trạng thái dự phòng và từ chu kỳ lò hơi trở lại trạng thái dự phòng đơn vị phát điện chào giá sàn cho tổ máy với mức công suất phát ổn định thấp nhất phù hợp theo khả năng vận hành của tổ máy vượt quá 72 giờ;

- Thời điểm lò hơi bắt đầu tách ra sửa chữa theo kế hoạch được phê duyệt và đưa vào tính sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch. Trong trường hợp từ thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố tới khi lò hơi tách sửa chữa theo kế hoạch, lò hơi không có lệnh khởi động, thời điểm kết thúc lấy theo thời điểm lò hơi trả lại trạng thái dự phòng sau sự cố.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu và thời điểm kết thúc sửa chữa ngoài kế hoạch của lò hơi tổ máy theo phiếu công tác được phê duyệt;

b) Thời điểm lò hơi của tổ máy bắt đầu tách ra sửa chữa, kết thúc sửa chữa theo thực tế căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ra lệnh hòa hơi lò, thời điểm hòa lò thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 53. Nhà máy nhiệt điện vận hành trong thời gian thiếu nhiên liệu

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện nhà máy nhiệt điện vận hành trong thời gian thiếu nguồn nhiên liệu trong trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí hoặc tổ máy nhiệt điện than xảy ra tình trạng thiếu nhiên liệu dẫn đến sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào chu kỳ tới của

nhà máy điện thấp hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện là thời điểm bắt đầu của chu kỳ có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí hoặc tổ máy nhiệt điện than thiếu nhiên liệu than dẫn đến sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào chu kỳ tới của nhà máy điện thấp hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy;

b) Thời điểm kết thúc sự kiện là thời điểm kết thúc của chu kỳ có công bố thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí hoặc tổ máy nhiệt điện than thiếu nhiên liệu than dẫn đến sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào chu kỳ tới của nhà máy điện thấp hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy;

c) Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm: thông tin về việc thiếu nguồn nhiên liệu khí hoặc tổ máy nhiệt điện than thiếu nhiên liệu than dẫn đến sản lượng điện năng tương ứng với mức công suất công bố trong bản chào chu kỳ tới của nhà máy điện thấp hơn sản lượng điện hợp đồng của nhà máy trên Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Điều 54. Nhà máy điện tuabin khí vận hành trong thời gian thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa khí so với kế hoạch tháng

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện Nhà máy điện tuabin khí vận hành trong thời gian thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa khí so với kế hoạch tháng trong trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có công bố thông tin về việc thay đổi kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí so với kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí đã được sử dụng trong phân bổ sản lượng điện hợp đồng chu kỳ trong kế hoạch tháng.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Ngày bắt đầu ngừng cấp khí hoàn toàn và ngày kết thúc sửa chữa hệ thống khí và khôi phục cấp khí theo kế hoạch và được đưa vào tính sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch căn cứ theo kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí do đơn vị cung cấp nhiên liệu công bố được đưa vào tính toán kế hoạch vận hành thị trường điện tháng;

b Ngày bắt đầu ngừng cấp khí hoàn toàn và ngày kết thúc sửa chữa hệ thống khí và khôi phục cấp khí theo thông báo cập nhật về bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí do đơn vị cung cấp nhiên liệu công bố trong tháng;

c) Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm: Thông tin về việc kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí được đơn vị cung cấp nhiên liệu công bố theo kế hoạch tháng và thông tin cập nhật.

Điều 55. Xác định sự kiện tổ máy có thời gian khởi động kéo dài hơn so với quy định của hợp đồng mua bán điện 02 giờ

1. Sự kiện này chỉ xác định cho tổ máy nhiệt điện than và tổ máy tuabin khí chu trình hỗn hợp, không áp dụng đối với trường hợp tổ máy thực hiện công tác

thí nghiệm trong quá trình khởi động và hòa lưới. Nhà máy nhiệt điện được xác định có sự kiện tổ máy có thời gian khởi động kéo dài khi có tổ máy có thời gian khởi động tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hoà lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện. Đơn vị mua điện có trách nhiệm cung cấp thời gian khởi động theo từng trạng thái của từng tổ máy theo quy định tại hợp đồng mua bán điện định kỳ hằng năm và khi có thay đổi thông tin.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm ngừng máy gần nhất được xác định theo thứ tự ưu tiên như sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất có giá trị hoàn thành lệnh bằng 0 (không);

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã tách lưới;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã ngừng máy do bị sự cố (nếu ngừng máy do sự cố).

b) Thời điểm tổ máy bắt đầu khởi động được xác định là thời điểm Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động tổ máy.

c) Thời điểm tổ máy hòa lưới được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh hòa lưới đối với tổ máy nhiệt điện than, thời điểm hoàn thành lệnh hòa hơi hoặc đạt công suất ổn định thấp nhất đối với tổ máy tuabin khí;

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã hòa lưới thành công;

- Thời gian khởi động từ thời điểm tổ máy bắt đầu khởi động đến khi tổ máy hòa lưới.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Bản chào ngày tới, chu kỳ giao dịch tới của đơn vị phát điện lấy theo cơ sở dữ liệu vận hành thị trường điện;

b) Thời điểm tổ máy ngừng máy do sự cố hoặc tách ra sửa chữa hoặc ngừng dự phòng căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao ghi chép ca vận hành do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lệnh khởi động tổ máy, thời điểm tổ máy hòa lưới thành công căn cứ theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện, bản ghi DCS, bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện và dữ liệu đo đếm của nhà máy điện đã được xác thực theo quy định tại Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban

hành.

Điều 56. Xác định sự kiện tổ máy phát hoặc nhận công suất phản kháng trong chế độ chạy bù đồng bộ

1. Đơn vị phát điện được xác định có tổ máy phát hoặc nhận công suất phản kháng trong chế độ chạy bù đồng bộ khi tổ máy vận hành trong chế độ bù đồng bộ theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Các thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh chuyển bù;
- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã chuyển bù thành công.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm hoàn thành lệnh chuyển phát hoặc thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy;
- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);
- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã chuyển phát thành công hoặc ngừng máy.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Các thời điểm hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Thời điểm đơn vị phát điện thông báo chuyển bù, chuyển phát hoặc ngừng máy thành công lấy theo bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện;

c) Thời điểm cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 57. Xác định sự kiện tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi có thời điểm vận hành chu trình đơn theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi tổ máy tuabin khí có một khoảng thời gian vận hành chu trình đơn theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc khi lò thu hồi nhiệt, tổ máy tuabin hơi bị sự cố nhưng Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vẫn đồng ý cho vận hành chu trình đơn.

Không áp dụng xác nhận sự kiện cho khoảng thời gian vận hành chu trình đơn trong quá trình khởi động tổ máy và hòa lưới chu trình hỗn hợp hoặc quá trình ngừng máy từ chu trình hỗn hợp.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện:

a1) Trường hợp tổ máy tuabin khí đang vận hành chu trình hỗn hợp, thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm đóng hoàn toàn van cách ly của lò thu hồi nhiệt;

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin hơi (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng lò.

a2) Trường hợp tổ máy tuabin khí đang ngừng máy, thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin khí (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động và hòa lưới tổ máy tuabin khí;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo tổ máy đã hòa lưới.

a3) Trường hợp tổ máy tuabin khí đang khởi động chu trình hỗn hợp, lò thu hồi nhiệt, tổ máy tuabin hơi bị sự cố nhưng Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vẫn đồng ý cho vận hành chu trình đơn, thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định là thời điểm Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng ý cho vận hành chu trình đơn để đáp ứng nhu cầu hệ thống.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện:

b1) Trường hợp tổ máy tuabin khí chuyển từ vận hành chu trình đơn sang vận hành chu trình hỗn hợp, thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin hơi (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm đóng hoàn toàn các van xả (van bypass) và tín hiệu mở hoàn toàn các van cách ly lò thu hồi nhiệt;

- Thời điểm hoàn thành lệnh hòa hơi lò.

b2) Trường hợp tổ máy tuabin khí ngừng máy khi đang vận hành chu trình đơn, thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin khí (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không).

c) Lý do vận hành chu trình đơn;

d) Trường hợp tổ máy có chuyển đổi nhiên liệu trong quá trình vận hành chu trình đơn, đơn vị phát điện cần cung cấp các dữ liệu theo quy định tại khoản 2 và khoản 3 Điều 58 Phụ lục này.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Các thời điểm hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Các thời điểm đóng, cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Các thời điểm đóng, mở van xả (van bypass), van cách ly lò thu hồi nhiệt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

d) Dữ liệu khác theo quy định tại khoản 3 Điều 58 Phụ lục này.

Điều 58. Xác định sự kiện tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm an ninh hệ thống

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi tổ máy tuabin khí có một khoảng thời gian vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Thông tin cần xác nhận bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện:

a1) Trường hợp tổ máy tuabin khí chuyển sang vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính khi đang vận hành nhiên liệu chính, thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm van dầu bắt đầu mở;

- Thời điểm bắt đầu thực hiện lệnh chuyển đổi nhiên liệu để chuyển từ nhiên liệu chính sang nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính.

a2) Trường hợp tổ máy tuabin khí hòa lưới và vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính, thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin khí (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh khởi động và hòa lưới tổ máy tuabin khí.

b) Thời điểm hoàn thành lệnh chuyển đổi nhiên liệu sang nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính;

c) Thời điểm bắt đầu lệnh chuyển đổi nhiên liệu sang nhiên liệu chính;

d) Thời điểm kết thúc sự kiện

d1) Trường hợp tổ máy tuabin khí chuyển sang vận hành nhiên liệu chính khi đang vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính, thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm van dầu đóng hoàn toàn;

- Thời điểm hoàn thành lệnh chuyển đổi nhiên liệu sang sử dụng hoàn toàn nhiên liệu chính.

d2) Trường hợp tổ máy tuabin khí ngừng máy khi đang vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính, thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy tuabin khí (đối với tổ máy không có máy cắt đầu cực);

- Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng tổ máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không).

đ) Tỷ lệ % (phần trăm) vận hành không phải nhiên liệu chính lấy theo tỉ lệ dầu chỉnh định.

3. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu, hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Thời điểm đóng, cắt máy cắt lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

c) Thời điểm đóng, mở van dầu lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp;

d) Tỷ lệ dầu chỉnh định lấy theo bản ghi DCS do đơn vị phát điện cung cấp.

Điều 59. Xác định sự kiện nhà máy tham gia dự phòng điều tần theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Đơn vị phát điện được xác định có sự kiện khi nhà máy có khoảng thời gian đảm nhận chức năng điều tần theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Thông tin cần xác nhận đối với các nhà máy không kết nối AGC bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện là thời điểm hoàn thành lệnh điều tần hoặc thời điểm đơn vị phát điện thông báo đã chuyển nhà máy sang chế độ điều tần;

b) Thời điểm kết thúc sự kiện là:

- Thời điểm hoàn thành lệnh thay đổi công suất về một mức mang tải cố định;

- Thời điểm đơn vị phát điện thông báo các tổ máy đã phát cố định tại mức công suất xác định.

3. Thông tin cần xác nhận đối với các nhà máy kết nối AGC bao gồm:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm bắt đầu sự kiện là thời điểm hoàn thành việc bắt đầu tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp qua AGC theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện.

- Thời điểm bắt đầu sự kiện là thời điểm hoàn thành việc bắt đầu tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp qua AGC theo dữ liệu từ hệ thống SCADA/EMS do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ghi nhận.

b) Thời điểm kết thúc sự kiện được xác định theo thứ tự ưu tiên sau:

- Thời điểm kết thúc sự kiện là thời điểm hoàn thành việc kết thúc tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện.

- Thời điểm kết thúc sự kiện là thời điểm hoàn thành kết thúc tham gia cung cấp dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp theo dữ liệu từ hệ thống SCADA/EMS do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ghi nhận.

4. Dữ liệu phục vụ xác nhận sự kiện bao gồm:

a) Thời điểm hoàn thành lệnh lấy theo dữ liệu từ hệ thống DIM của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện;

b) Thời điểm đơn vị phát điện thông báo nhà máy điện kết thúc điều tần lấy từ bản sao ghi âm công nghiệp hoặc bản sao sổ ghi chép ca của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc của đơn vị phát điện.

Điều 60. Trình tự thực hiện xác nhận sự kiện ngày D

1. Việc xác nhận sự kiện ngày D phục vụ các khoản thanh toán trên thị trường điện được thực hiện theo trình tự sau:

a) Xác định các sự kiện tính toán;

b) Xác nhận các sự kiện thanh toán.

2. Trình tự xác định các sự kiện tính toán

a) Trước 10h00 ngày D+1, đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố lên Trang thông tin điện tử thị trường điện:

- Các sự kiện phục vụ các khoản thanh toán trên thị trường điện ngày D của đơn vị mình (nếu có);
- Các dữ liệu phục vụ việc xác nhận các sự kiện này.

b) Trước 15h00 ngày D+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp xác nhận các sự kiện đã được công bố trên trang Thông tin điện tử thị trường điện căn cứ vào:

- Các dữ liệu do đơn vị phát điện cung cấp;
- Các dữ liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập;
- Việc xác nhận sự kiện theo quy định tại Chương này.

Sự kiện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận được sử dụng làm sự kiện tính toán.

c) Đơn vị phát điện không công bố sự kiện theo khung thời gian quy định tại điểm a khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định và công bố sự kiện tính toán cho đơn vị đó căn cứ:

- Các dữ liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thu thập;
- Việc xác nhận sự kiện theo quy định tại Chương này.

d) Đơn vị phát điện đã công bố sự kiện theo khung thời gian quy định tại điểm a khoản này nhưng chưa thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện sự kiện này theo khung thời gian quy định tại điểm b khoản này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định sự kiện tính toán cho đơn vị đó căn cứ vào ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện.

3. Trình tự xác nhận các sự kiện thanh toán

a) Sự kiện tính toán được xác định theo quy định tại điểm b khoản 2 Điều này thì sự kiện tính toán được sử dụng làm sự kiện thanh toán;

b) Sự kiện tính toán được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều này:

- Trước ngày D+4, đơn vị phát điện có trách nhiệm công bố ý kiến phản hồi đối với sự kiện tính toán được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trên Trang thông tin điện tử thị trường điện;
- Trong thời hạn 02 ngày làm việc, kể từ ngày đơn vị phát điện công bố ý kiến phản hồi đối với một sự kiện tính toán, đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất sự kiện đó;
- Sự kiện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất

được sử dụng làm sự kiện thanh toán;

- Đơn vị phát điện không công bố ý kiến phản hồi theo khung thời gian quy định tại Điểm này, sự kiện tính toán được sử dụng làm sự kiện thanh toán;

- Ý kiến phản hồi của đơn vị phát điện không được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thống nhất theo khung thời gian quy định tại điểm này, sự kiện thanh toán được tạm xác định căn cứ vào ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

c) Sự kiện tính toán được xác định theo quy định tại điểm d khoản 2 Điều này:

- Trước ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm tiếp tục phối hợp xác nhận sự kiện này;

- Sự kiện được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác nhận được sử dụng làm sự kiện thanh toán;

- Đơn vị phát điện không thống nhất được với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sự kiện theo khung thời gian quy định tại điểm này, sự kiện thanh toán được xác định căn cứ vào ghi nhận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 61. Trình tự xác nhận sự kiện tháng M

1. Sau khi kết thúc tháng M, đơn vị phát điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để hoàn thiện hồ sơ xác nhận sự kiện tháng của tháng M. Hồ sơ bao gồm các sự kiện ngày đã thống nhất của tháng M theo quy định tại Điều 60 Phụ lục này và theo Biểu mẫu 15 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

Đơn vị phát điện phải chịu trách nhiệm về tính chính xác đối với các sự kiện được liệt kê trong hồ sơ yêu cầu.

2. Trong thời hạn 03 ngày làm việc tính từ ngày nhận được hồ sơ xác nhận sự kiện tháng của tháng M của đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra, đối soát hồ sơ xác nhận sự kiện tháng của tháng M và thống nhất với đơn vị phát điện để loại bỏ các sự kiện sai khác hoặc bổ sung các sự kiện (nếu có).

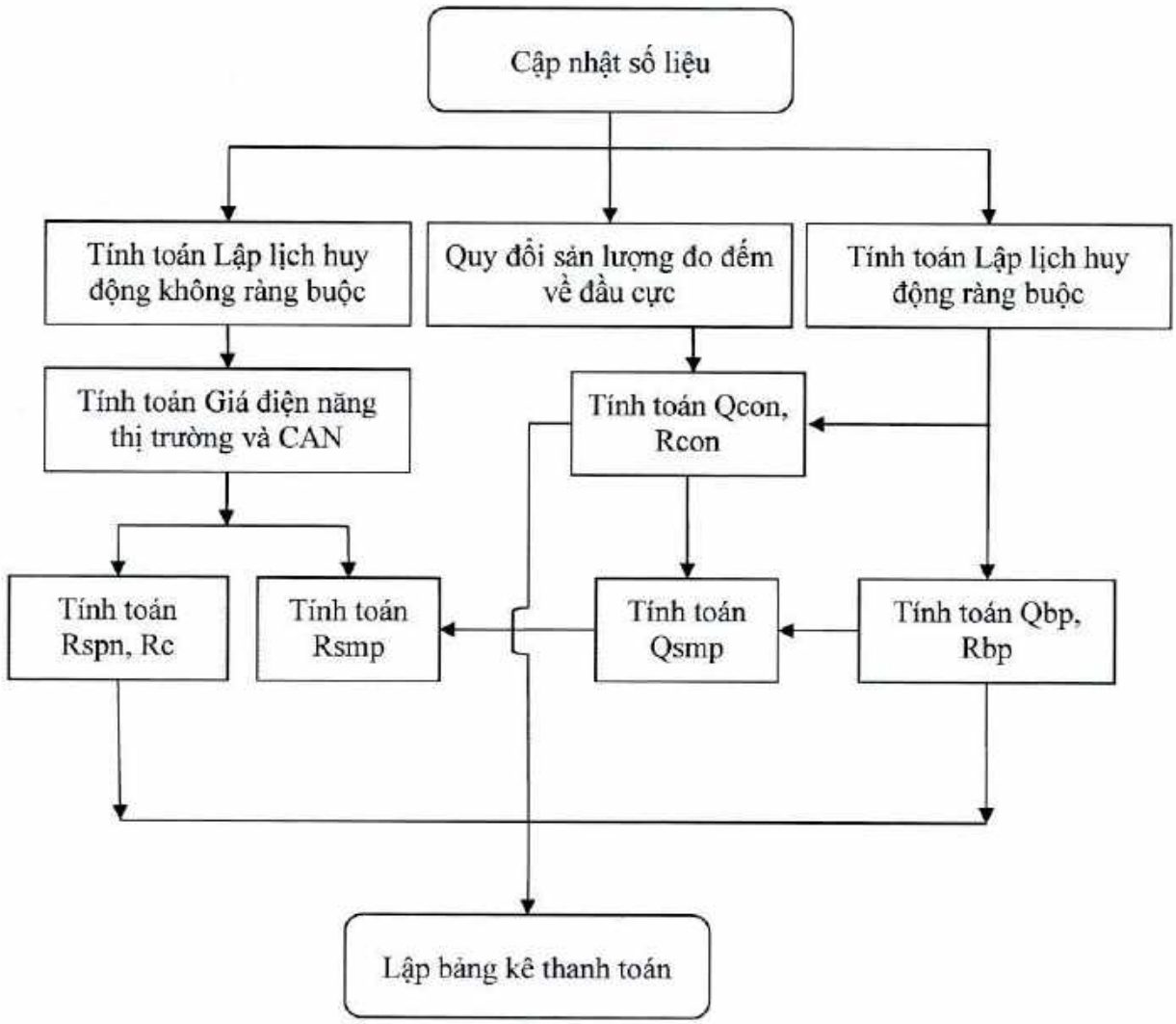
Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm sử dụng chữ ký số để ký xác nhận bảng xác nhận sự kiện tháng M.

DANH MỤC SƠ ĐỒ

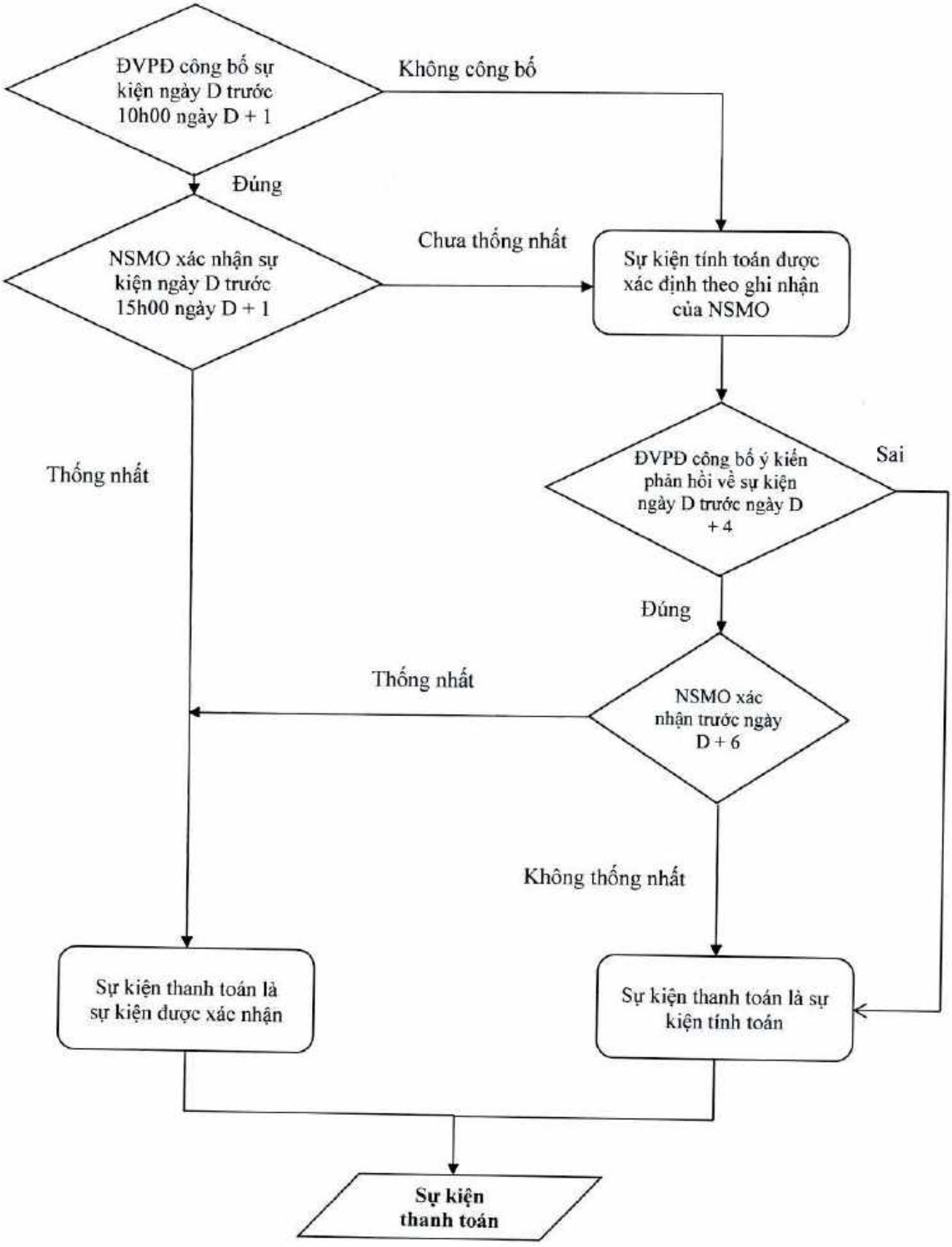
(Kèm theo Phụ lục III. Quy trình tính toán thanh toán trong thị trường điện)

STT	TÊN SƠ ĐỒ
Sơ đồ 01	Trình tự tính toán và lập bảng kê thanh toán
Sơ đồ 02	Trình tự xác nhận các sự kiện trong thị trường điện
Sơ đồ 03	Thời gian biểu lập và công bố bảng kê thanh toán

Sơ đồ 01 – Trình tự tính toán và lập bảng kê thanh toán



Sơ đồ 02 – Trình tự xác nhận các sự kiện trong thị trường điện



Sơ đồ 03 – Thời gian biểu lập và công bố bảng kê thanh 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 D+1	10h00	Công bố các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường đi <?> ện	NMĐ	NSMO	Ngày D	Hằng ngày	Sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện
	15h00	Xác nhận các sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện	NSMO	NMĐ	Ngày D	Hằng ngày	Sự kiện phục vụ thanh toán trên thị trường điện
Ngày D+2	9h00	Công bố giá thị trường và lượng công suất thanh toán dự kiến	NSMO	NMĐ, ĐVMĐ	Ngày D	Hằng 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 chu kỳ giao dịch của ngày D.
		Tổng hợp và cung cấp số liệu phục vụ tính toán thanh toán cho ngày D	NSMO	NMĐ, ĐVMĐ	Ngày D	Hằng ngày	Theo quy định tại Điều 21 Phụ lục này.
Ngày D+4	16h00	Cung cấp bảng kê thanh toán sơ bộ cho ngày D	NSMO	NMĐ, ĐVMĐ	Ngày D	Hằng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày D+5	16h00	Công bố giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường điện và giá thị trường toàn phần cho ngày D	NSMO	NMĐ	Ngày D	Hằng ngày	Giá điện năng thị trường, giá công suất thị trường điện và giá thị trường toàn phần cho từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày D+6	12h00	Thông báo các sai sót trong bảng kê thanh toán sơ bộ của ngày D (nếu có)	NMĐ, ĐVMĐ	NSMO	Ngày D	Hằng 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	16h00	Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho ngày D	NSMO	NMĐ, ĐVMĐ	Ngày D	Hằng ngày	Các khoản thanh toán trong từng chu kỳ giao dịch của ngày D.
Ngày làm việc thứ 10 tháng M+1		Cung cấp bảng kê thanh toán hoàn chỉnh cho tháng M	NSMO	NMĐ, ĐVMĐ	Tháng M	Hằng tháng	Các khoản thanh toán trong từng ngày giao dịch trong tháng M.

Chú thích:

NMĐ: Nhà máy điện;

NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

ĐVMĐ: Đơn vị mua điện;

Phụ lục IV

QUY TRÌNH PHỐI HỢP ĐỐI SOÁT SỐ LIỆU THANH TOÁN GIỮA ĐƠN VỊ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN, ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN VÀ ĐƠN VỊ MUA ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 29/2026/TT-BCT ngày 02 tháng 6 năm 2026 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh)

Chương I

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC XÁC NHẬN SỐ LIỆU THANH TOÁN

Điều 1. Trình tự xác nhận, đối soát số liệu thanh toán ngày

1. Trước 09h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp các số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán cho từng nhà máy điện trong ngày D và cung cấp cho đơn vị mua điện, đơn vị phát điện qua Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm sử dụng số liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cung cấp để tính toán, kiểm tra các khoản thanh toán thị trường của từng nhà máy điện trong ngày D.

2. Trước 16h00 ngày D+2, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổng hợp số liệu phục vụ việc tính toán thanh toán thị trường điện và cung cấp cho đơn vị mua điện qua Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Đơn vị mua điện có trách nhiệm sử dụng số liệu do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cung cấp để tính toán, kiểm tra các khoản thanh toán thị trường điện của đơn vị mua điện trong ngày D.

3. Trước 16h00 ngày D+4, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị phát điện qua Trang thông tin điện tử thị trường điện bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ của nhà máy điện cho ngày giao dịch D.

Đơn vị phát điện có trách nhiệm kiểm tra, đối soát các khoản thanh toán thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gửi trên cơ sở các số liệu quy định tại khoản 1 Điều này và các quy định của thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp cho đơn vị mua điện bản sao phiếu đăng ký lịch sửa chữa đã được phê duyệt (nếu có) và các thông tin vận hành theo Biểu mẫu 18 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này để phục vụ việc đối soát, kiểm tra các khoản thanh toán thị trường điện.

4. Trước 16h00 ngày D+5, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lập và gửi cho các đơn vị mua điện bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay của đơn vị mua điện cho ngày D qua Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Các đơn vị mua điện có trách nhiệm kiểm tra, đối soát các khoản thanh toán thị trường điện do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gửi trên cơ sở

các số liệu quy định tại khoản 2 Điều này và các quy định của thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

5. Trước 12h00 ngày D+6, đơn vị mua điện và đơn vị phát điện có trách nhiệm xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện theo quy định trên Trang thông tin điện tử thị trường điện và thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sai sót trong bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ (nếu có).

6. Trước 16h00 ngày D+6, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập và gửi cho đơn vị mua điện và các đơn vị phát điện bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D qua Trang thông tin điện tử thị trường điện. Đơn vị mua điện, đơn vị phát điện có trách nhiệm xác nhận bằng chữ ký điện tử bảng kê thanh toán ngày phục vụ công tác thanh toán cho chu kỳ thanh toán.

Điều 2. Trình tự xác nhận, đối soát số liệu thanh toán trong tháng

1. Sau 02 ngày làm việc đầu tiên của tháng M+1, đơn vị phát điện có trách nhiệm gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hồ sơ xác nhận sự kiện tháng của tháng M. Hồ sơ bao gồm các sự kiện ngày đã thống nhất của tháng M theo quy định tại Điều 6 Phụ lục này và bảng tổng hợp các sự kiện chưa thống nhất giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và đơn vị phát điện (nếu có).

2. Trước ngày làm việc thứ 05 của tháng M+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm kiểm tra, đối soát hồ sơ xác nhận sự kiện của tháng M và thống nhất với đơn vị phát điện để loại bỏ các sự kiện sai khác hoặc bổ sung các sự kiện (nếu có). Sau khi hai bên đã thống nhất được các sự kiện của tháng M, đơn vị phát điện có trách nhiệm hiệu chỉnh và hoàn thiện hồ sơ gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để công bố trên Trang thông tin điện tử thị trường điện.

Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm ký xác nhận bảng xác nhận sự kiện tháng M. Bảng xác nhận sự kiện tháng M được đơn vị phát điện cung cấp cho đơn vị mua điện.

3. Trước ngày làm việc thứ 11 của tháng M+1, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm công bố trên Trang thông tin điện tử thị trường điện:

a) Biên bản chốt sản lượng chênh lệch giữa tổng sản lượng trong từng chu kỳ giao dịch và sản lượng chốt cho chu kỳ thanh toán; sản lượng đầu nguồn (QL); sản lượng thanh toán theo giá bán buôn nội bộ (Qbst); sản lượng thanh toán trên giá thị trường bán buôn (Qm1, Qm2);

b) Tổng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của từng Đơn vị bán buôn điện và tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của Đơn vị bán buôn điện.

4. Trước ngày làm việc thứ 14 của tháng M+1, 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 cho đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

5. Đơn vị phát điện có trách nhiệm lập và gửi hồ sơ thanh toán thị trường điện, hồ sơ thanh toán khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện, hồ sơ thanh toán các khoản thanh toán khác, bản sao phiếu đăng ký lịch sửa chữa đã được phê duyệt (nếu có) và các thông tin theo Biểu mẫu 17 và Biểu mẫu 18 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này phục vụ việc kiểm tra, đối soát các khoản thanh toán cho đơn vị mua điện theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa đơn vị mua điện và đơn vị phát điện.

Đơn vị mua điện có trách nhiệm kiểm tra, đối chiếu các khoản thanh toán do đơn vị phát điện gửi và thông báo lại cho đơn vị phát điện sai sót (nếu có).

6. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm lập và gửi cho Đơn vị bán buôn điện hồ sơ thanh toán thị trường điện, hồ sơ thanh toán khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện, hồ sơ thanh toán các khoản thanh toán khác phục vụ việc kiểm tra, đối soát các khoản thanh toán theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị bán buôn điện.

Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm kiểm tra, đối chiếu các khoản thanh toán do Tập đoàn Điện lực Việt Nam gửi và thông báo lại các sai sót (nếu có) cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Chương II

NỘI DUNG KIỂM TRA ĐỐI SOÁT CÁC KHOẢN THANH TOÁN

Mục 1

KIỂM TRA ĐỐI SOÁT CÁC KHOẢN THANH TOÁN CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN KÝ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN VỚI TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM

Điều 3. Đối soát bảng kê thanh toán thị trường điện

1. Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm thực hiện đối soát các bảng kê thanh toán sau:

a) Các khoản thanh toán thị trường điện trong ngày của nhà máy điện;

b) Các khoản thanh toán thị trường điện trong tháng của nhà máy điện.

2. Nội dung đối soát các khoản thanh toán thị trường điện trong ngày bao gồm:

a) Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường áp dụng cho đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch;

b) Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường trong chu kỳ giao dịch;

c) 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 giao dịch;

d) Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong chu kỳ giao dịch;

đ) Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong chu kỳ giao dịch;

e) Khoản thanh toán cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp.

3. Nội dung đối soát các khoản thanh toán thị trường điện trong tháng bao gồm:

a) Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường trong tháng;

b) Khoản thanh toán theo giá công suất thị trường trong tháng;

c) 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 tháng;

d) Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát tăng thêm trong tháng;

đ) Khoản thanh toán cho phần sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ trong tháng;

e) Khoản thanh toán cho phần sản lượng tương ứng với phần công suất cung cấp cho dịch vụ điều khiển tần số thứ cấp trong tháng.

Điều 4. Đối soát khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Nội dung đối soát khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện giữa đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam bao gồm:

1. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện theo từng chu kỳ giao dịch.

2. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện trong tháng của nhà máy điện.

3. Các số liệu đầu vào phục vụ đối soát bao gồm:

a) Giá hợp đồng tháng M được tính toán theo quy định trong hợp đồng mua bán điện;

b) Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện của các chu kỳ giao dịch trong tháng M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố;

c) Sản lượng điện hợp đồng (hoặc sản lượng điện hợp đồng điều chỉnh nếu có) của nhà máy điện trong chu kỳ giao dịch của tháng M đã được ký xác nhận giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện.

Điều 5. Đối soát các khoản thanh toán khác

1. Nội dung đối soát các khoản thanh toán khác giữa đơn vị phát điện và

Tập đoàn Điện lực Việt Nam bao gồm:

a) Khoản thanh toán chi phí khởi động cho tổ máy nhiệt điện hoặc lò hơi bị buộc phải ngừng trong trường hợp thừa công suất;

b) Khoản thanh toán cho phần chênh lệch sản lượng đo đếm điện năng tháng do tổng điện năng trong các chu kỳ giao dịch chênh lệch so với tổng điện năng trong Biên bản giao nhận điện năng tháng, phần điện năng chênh lệch được thanh toán theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên;

c) Khoản thanh toán cho nhà máy thủy điện có hồ chứa điều tiết dưới 02 ngày gián tiếp tham gia thị trường điện do có kế hoạch đấu nối vào lưới điện mua điện từ nước ngoài căn cứ theo kết quả tính toán vận hành hệ thống điện năm tới của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Khoản thanh toán cho nhà máy điện có tổ máy tách ra ngoài hệ thống điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài (trừ các nhà máy điện tại điểm c khoản này);

đ) Khoản thanh toán trong trường hợp nhà máy có tổ máy thí nghiệm;

e) Khoản thanh toán cho tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện;

g) Khoản thanh toán cho nhà máy trong trường hợp dừng thị trường điện hoặc can thiệp thị trường điện;

h) Khoản thanh toán cho nhà máy thủy điện trong trường hợp tổ máy phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện vì lý do bảo đảm cung cấp điện;

i) Khoản thanh toán trong trường hợp nhà máy điện bị đình chỉ quyền tham gia thị trường điện. Trong trường hợp này, toàn bộ sản lượng điện phát của nhà máy lên lưới được thanh toán theo quy định tại hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên;

k) Khoản thanh toán trong trường hợp nhà máy điện có tổ máy tham gia thử nghiệm AGC theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

l) Khoản thanh toán trong trường hợp nhà máy tuabin khí vận hành chu trình đơn hoặc thiếu nhiên liệu chính phải sử dụng một phần hoặc toàn bộ nhiên liệu phụ theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện;

m) Các khoản thanh toán khác theo quy định trong hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên.

2. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện xác nhận các nội dung theo quy định từ khoản 1 đến khoản 11 Điều 6 Phụ lục này và theo quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này và Biểu mẫu

17 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam thực hiện đối soát các khoản thanh toán khác (nếu có) của các chu kỳ giao dịch trong tháng M do Đơn vị phát điện gửi kèm theo trong hồ sơ thanh toán tiền điện tháng căn cứ theo các thông tin sau:

a) Các sự kiện được xác nhận theo quy định tại Điều 6 Phụ lục này;

b) Các quy định trong Hợp đồng mua bán điện;

c) Bảng kê thanh toán thị trường điện hàng ngày;

d) Biên bản xác nhận số liệu tổng hợp giao nhận điện năng.

Điều 6. Hồ sơ sự kiện phục vụ thanh toán

Đơn vị phát điện có trách nhiệm gửi cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam các tài liệu như sau (kèm theo trong hồ sơ thanh toán tháng):

1. Các thời điểm liên quan đến việc khởi động, ngừng máy của các tổ máy nhiệt điện để phục vụ việc thanh toán chi phí khởi động và kiểm tra tính toán sản lượng điện năng phát sai khác so với sản lượng huy động theo lệnh điều độ (Qdu) theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm khởi động của tổ máy hoặc lò máy (áp dụng đối với các trường hợp tổ máy được thanh toán chi phí khởi động);

b) Nhiên liệu và cấu hình khởi động tổ máy (áp dụng đối với các trường hợp tổ máy tuabin khí được thanh toán chi phí khởi động);

c) Chế độ khởi động (áp dụng đối với các trường hợp tổ máy tuabin khí được thanh toán chi phí khởi động);

d) Thời điểm hoàn thành lệnh hòa lưới tổ máy hoặc thời điểm đóng máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy;

đ) Thời điểm tổ máy đạt công suất theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc thời điểm tổ máy đạt công suất phát ổn định thấp nhất;

e) Thời điểm bắt đầu thực hiện lệnh ngừng máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không);

g) Thời điểm hoàn thành lệnh ngừng máy hoặc lệnh thay đổi công suất về giá trị 0 (không) hoặc thời điểm cắt máy cắt đầu cực hoặc máy cắt cao áp tổ máy;

h) Lý do ngừng tổ máy, lò máy (áp dụng đối với các trường hợp tổ máy được thanh toán chi phí khởi động).

2. Các chu kỳ tổ máy, lò máy bị sự cố lớn hơn 72 giờ, sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch phục vụ điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm tổ máy, lò máy bắt đầu sự cố, sửa chữa bất thường ngoài kế

hoạch;

b) Thời điểm bắt đầu xem xét điều chỉnh Qc:

- Là chu kỳ giao dịch thứ 145 tính từ chu kỳ giao dịch kế tiếp sau chu kỳ tổ máy, lò máy bị sự cố;

- Là chu kỳ giao dịch tổ máy, lò máy bắt đầu sửa chữa bất thường ngoài kế hoạch.

c) Thời điểm tổ máy, lò máy kết thúc sự cố.

3. Các chu kỳ tổ máy, lò máy kéo dài thời gian sửa chữa so với kế hoạch phục vụ điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm tổ máy, lò máy bắt đầu sửa chữa theo kế hoạch;

b) Thời điểm tổ máy, lò máy kết thúc sửa chữa theo kế hoạch;

c) Thời điểm tổ máy, lò máy bắt đầu tách ra sửa chữa thực tế;

d) Thời điểm tổ máy, lò máy kết thúc sửa chữa theo thực tế.

4. Các chu kỳ tổ máy kéo dài thời gian khởi động tổ máy tính từ lúc bắt đầu khởi động đến thời điểm hoà lưới lớn hơn 02 giờ so với thời gian khởi động theo quy định tại hợp đồng mua bán điện phục vụ điều chỉnh sản lượng điện hợp đồng trong chu kỳ giao dịch theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm tổ máy bắt đầu khởi động;

b) Thời điểm tổ máy kết thúc khởi động theo quy định tại Hợp đồng mua bán điện;

c) Thời điểm tổ máy kết thúc khởi động theo thực tế.

5. Các thời điểm nhà máy nhiệt điện thiếu nhiên liệu theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm bắt đầu sự kiện nhà máy nhiệt điện thiếu nhiên liệu;

b) Thời điểm kết thúc sự kiện nhà máy nhiệt điện thiếu nhiên liệu.

6. Các thời điểm thí nghiệm của tổ máy theo kế hoạch đã được phê duyệt theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm tổ máy bắt đầu thí nghiệm;

b) Thời điểm tổ máy kết thúc thí nghiệm;

c) Tỉ lệ % (phần trăm) nhiên liệu không phải nhiên liệu chính sử dụng để thí nghiệm (được áp dụng đối với các tổ máy tuabin khí);

d) Cấu hình thí nghiệm (được áp dụng với các tổ máy tuabin khí);

đ) Trường hợp Đơn vị phát điện có tổ máy tham gia thử nghiệm AGC cần chú thích rõ là thí nghiệm AGC.

7. Các thời điểm tổ máy tách ra ngoài lưới điện quốc gia và đấu nối vào lưới điện mua từ nước ngoài theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm tách ra ngoài lưới điện quốc gia và đấu nối lưới điện mua từ nước ngoài;

b) Thời điểm tách ra ngoài lưới điện mua từ nước ngoài và đấu nối trở lại lưới điện quốc gia.

8. Khoảng thời gian tổ máy đã có kế hoạch ngừng máy được phê duyệt nhưng vẫn phải phát theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Thời điểm bắt đầu tổ máy phải vận hành theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện mặc dù kế hoạch ngừng máy đã được phê duyệt;

b) Thời điểm kết thúc việc tổ máy phải phát theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

9. Khoảng thời gian tổ máy thủy điện phải phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này, bao gồm các nội dung sau:

a) Chu kỳ nhà máy bắt đầu phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Chu kỳ nhà máy kết thúc việc phát công suất lớn hơn công suất công bố trong bản chào giá lập lịch huy động chu kỳ giao dịch tới theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

10. Khoảng thời gian tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi có thời điểm vận hành chu trình đơn theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

11. Khoảng thời gian tổ máy nhiệt điện tuabin khí có chung đuôi hơi vận hành với nhiên liệu hỗn hợp hoặc không phải nhiên liệu chính theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để bảo đảm cung cấp điện theo Biểu mẫu 16 tại Phụ lục VI ban hành kèm theo Thông tư này.

12. Bảng xác nhận trong trường hợp sản lượng đo đếm điện năng tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp sai khác so với tổng điện năng đo đếm các ngày trong tháng do Đơn vị quản lý số liệu đo đếm điện năng cung cấp.

13. Thông báo bằng văn bản của Cục Điện lực về việc đình chỉ quyền tham gia thị trường điện (nếu có).

14. Thông báo bằng văn bản của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về việc dừng thị trường điện hoặc can thiệp thị trường điện (nếu có).

Mục 2

KIỂM TRA ĐỐI SOÁT CÁC KHOẢN THANH TOÁN CỦA ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN KÝ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP VỚI ĐƠN VỊ BÁN BUÔN ĐIỆN

Điều 7. Đối soát các khoản thanh toán thị trường điện

1. Đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm thực hiện đối soát các khoản thanh toán sau:

a) Các khoản thanh toán thị trường điện trong ngày của nhà máy điện;

b) Các khoản thanh toán thị trường điện trong ngày giữa Đơn vị bán buôn điện và nhà máy điện;

c) Các khoản thanh toán thị trường điện trong tháng của nhà máy điện;

d) Các khoản thanh toán thị trường điện trong tháng giữa Đơn vị bán buôn điện và nhà máy điện.

2. Nội dung đối soát các khoản thanh toán thị trường điện của nhà máy điện bao gồm:

a) Các khoản thanh toán thị trường điện trong ngày của nhà máy điện: theo quy định tại khoản 2 Điều 3 Phụ lục này;

b) Các khoản thanh toán thị trường điện trong tháng của nhà máy điện: theo quy định tại khoản 3 Điều 3 Phụ lục này.

3. Nội dung đối soát các khoản thanh toán thị trường điện của Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

a) Khoản thanh toán thị trường điện ngày: khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua điện trong chu kỳ giao dịch từ nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại điểm b khoản 3 Điều 98 Thông tư này;

b) Các khoản thanh toán thị trường điện tháng:

- Khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong tháng từ nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại khoản 1 Điều 99 Thông tư này;

- Khoản chi phí tính toán theo thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay từ nhà máy điện có hợp đồng mua bán điện với Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại khoản 2 Điều 99 Thông tư này.

4. Đơn vị phát điện thực hiện gửi cho Đơn vị bán buôn điện bảng kê thanh

toán thị trường điện tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phát hành kèm theo trong hồ sơ thanh toán tiền điện tháng.

Điều 8. Đối soát khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện

Nội dung đối soát khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị phát điện và Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

1. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện trong từng chu kỳ giao dịch.

2. Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện trong tháng.

3. Các số liệu đầu vào phục vụ đối soát bao gồm:

a) Giá hợp đồng tháng M được tính toán theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện;

b) Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện của các chu kỳ giao dịch trong tháng M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố;

c) Sản lượng điện hợp đồng (hoặc sản lượng điện hợp đồng điều chỉnh nếu có) giữa nhà máy điện với Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ giao dịch của tháng M theo văn bản ký xác nhận giữa Đơn vị bán buôn điện và Đơn vị phát điện.

Điều 9. Đối soát các khoản thanh toán khác

1. Nội dung đối soát các khoản thanh toán khác đối với Đơn vị phát điện ký hợp đồng trực tiếp và Đơn vị bán buôn điện bao gồm:

a) Các khoản thanh toán theo quy định tại điểm a, điểm b, điểm đ, điểm g, điểm k, điểm m khoản 1 Điều 5 Phụ lục này;

b) Các khoản thanh toán khác theo hợp đồng mua bán điện ký giữa hai bên (thuế tài nguyên nước, phí môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với nước thải công nghiệp, tiền thuê đất, các khoản khác).

2. Đơn vị phát điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện xác nhận các nội dung theo quy định từ khoản 1 đến khoản 11 Điều 6 Phụ lục này và theo quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này.

3. Đơn vị bán buôn điện và đơn vị phát điện thực hiện đối soát các khoản thanh toán khác (nếu có) của các chu kỳ giao dịch trong tháng M do đơn vị phát điện gửi kèm theo trong hồ sơ thanh toán tiền điện tháng căn cứ theo các thông tin sau:

a) Các sự kiện được xác nhận theo quy định tại Điều 6 Phụ lục này;

b) Các quy định trong Hợp đồng mua bán điện;

c) Bảng kê thanh toán thị trường điện hàng ngày;

d) Biên bản xác nhận số liệu tổng hợp giao nhận điện năng;

đ) Sản lượng điện năng giao nhận của Đơn vị bán buôn điện.

Điều 10. Hồ sơ sự kiện phục vụ thanh toán

Đơn vị phát điện thực hiện gửi cho Đơn vị bán buôn điện (kèm theo trong hồ sơ thanh toán tháng) các tài liệu của nhà máy điện ký hợp đồng trực tiếp theo quy định tại Điều 6 Phụ lục này.

Mục 3

KIỂM TRA ĐỐI SOÁT CÁC KHOẢN THANH TOÁN ĐỐI VỚI NHÀ MÁY ĐIỆN ĐƯỢC PHÂN BỔ HỢP ĐỒNG

Điều 11. Đối soát các khoản thanh toán của nhà máy điện được phân bổ hợp đồng

Đối soát các khoản thanh toán của nhà máy điện được phân bổ hợp đồng bao gồm:

1. Đối soát các khoản thanh toán của nhà máy điện giữa đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam: theo quy định tại Mục 1 Chương này.

2. Đối soát các khoản thanh toán giữa Đơn vị bán buôn điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam: theo quy định tại Điều 12 Phụ lục này.

Điều 12. Đối soát thanh toán giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị bán buôn điện

1. Nội dung đối soát thanh toán thị trường điện giữa Đơn vị bán buôn điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam bao gồm:

a) Khoản thanh toán thị trường điện ngày: khoản chi phí mua điện theo giá thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện trong chu kỳ giao dịch theo quy định tại điểm a khoản 3 Điều 98 Thông tư này;

b) Khoản thanh toán thị trường điện tháng: khoản chi phí mua điện trên thị trường điện giao ngay của Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại khoản 1 Điều 99 Thông tư này.

2. Nội dung đối soát khoản thanh toán sai khác giữa Đơn vị bán buôn điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam bao gồm:

a) Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện theo từng chu kỳ giao dịch;

b) Khoản thanh toán sai khác trong hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện trong tháng;

c) Các số liệu đầu vào phục vụ đối soát bao gồm:

- Giá hợp đồng của nhà máy điện trong tháng M: theo quy định trong hợp đồng mua bán điện giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam và đơn vị phát điện;

- Giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho đơn vị phát điện của các chu kỳ giao dịch trong tháng M do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công

bố;

- Sản lượng điện hợp đồng tháng M của nhà máy điện được xác định theo quy định tại Thông tư này;

- Sản lượng điện hợp đồng tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho Đơn vị bán buôn điện được xác định theo quy định tại Thông tư này;

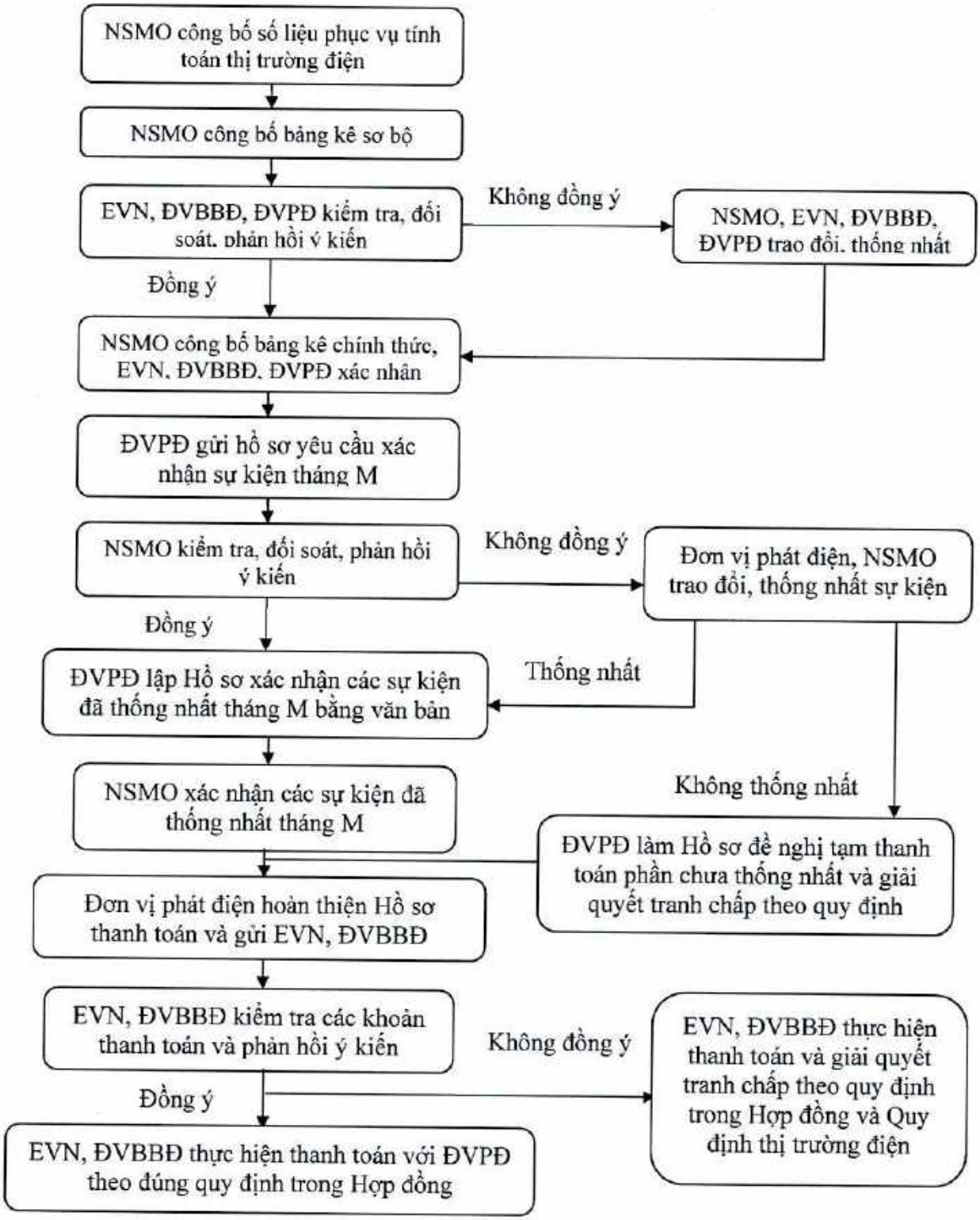
- Sản lượng điện hợp đồng từng chu kỳ giao dịch trong tháng M phân bổ từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho Đơn vị bán buôn điện theo quy định tại Thông tư này.

DANH MỤC SƠ ĐỒ

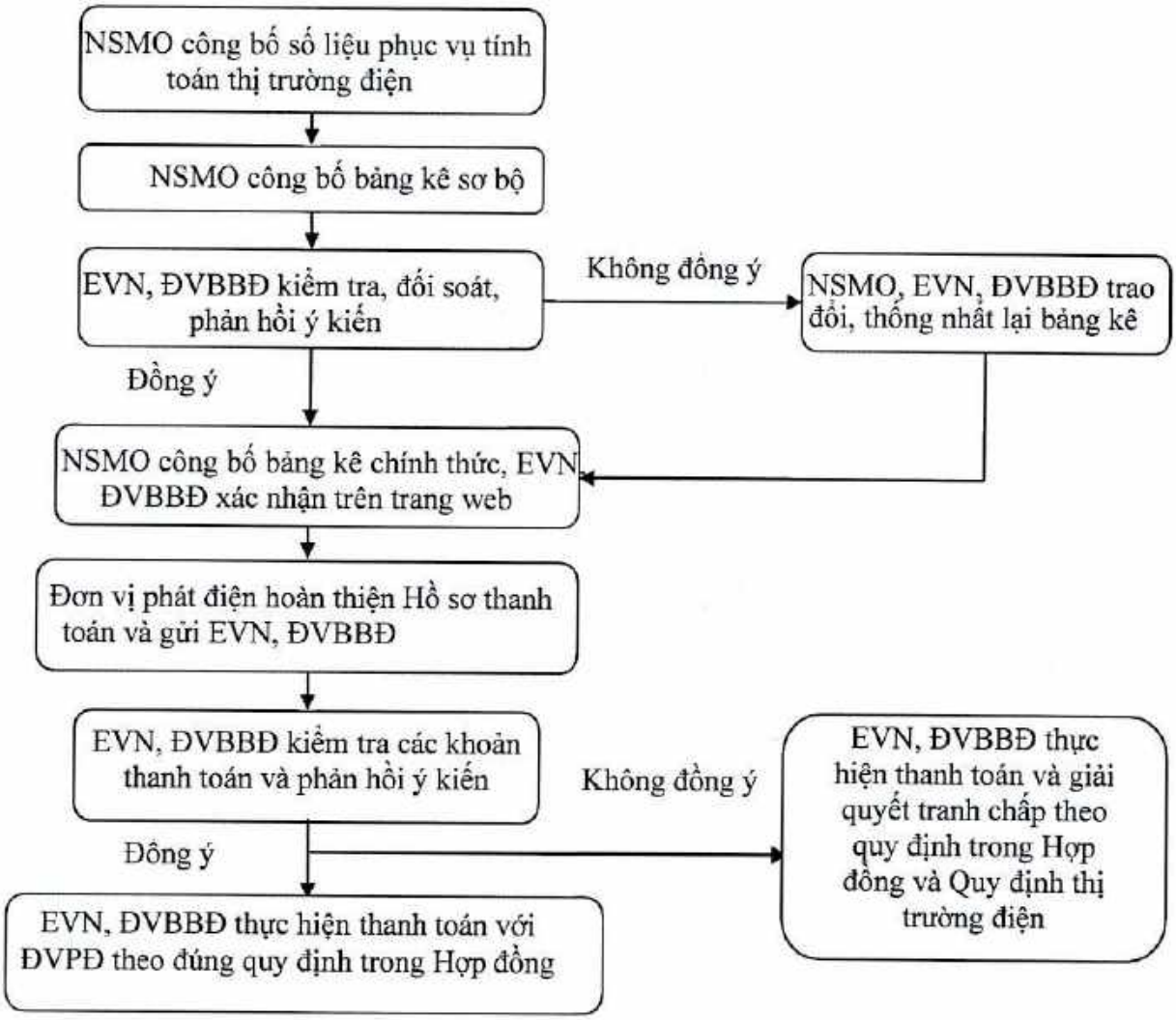
(Kèm theo Phụ lục IV. Quy trình phối hợp đối soát số liệu thanh toán giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị phát điện và đơn vị mua điện)

STT	TÊN SƠ ĐỒ
Sơ đồ 01	Lưu đồ xác nhận đối soát số liệu thanh toán của nhà máy điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Đơn vị bán buôn điện
Sơ đồ 02	Lưu đồ xác nhận đối soát số liệu thanh toán của Đơn vị bán buôn điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam
Sơ đồ 03	Thời gian biểu kiểm tra, đối soát số liệu thanh toán ngày
Sơ đồ 04	Thời gian biểu kiểm tra, đối soát số liệu thanh toán tháng

Sơ đồ 01 - Lưu đồ xác nhận đối soát số liệu thanh toán của nhà máy điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Đơn vị bán buôn điện



Sơ đồ 02 - Lưu đồ xác nhận đối soát số liệu thanh toán của Đơn vị bán buôn điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam



Sơ đồ 03 – Thời gian biểu kiểm tra, đối soát số liệu thanh toán ngày

Thời hạn	Đơn vị thực hiện	Nội dung
Trước Ngày D+2	NSMO	Công bố sự kiện đã được thống nhất lên Trang thông tin điện tử thị trường điện.
Trước 9h00 Ngày D+2	NSMO	Cung cấp các số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện ngày D cho ĐVPĐ.
Trước 16h00 Ngày D+2	NSMO	Cung cấp các số liệu phục vụ tính toán thanh toán thị trường điện ngày D cho ĐVMĐ.
Trước 16h00 Ngày D+4	NSMO	Lập và gửi bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày D cho ĐVPĐ.
Trước 16h00 Ngày D+5	NSMO	Lập và gửi bảng kê thanh toán thị trường điện sơ bộ cho ngày D cho ĐVMĐ.
Trước 16h00 Ngày D+4	ĐVPĐ	Gửi cho EVN, ĐVBBĐ các tài liệu liên quan đến tình hình phát điện (sự cố, sửa chữa tổ máy,…).
Trước 12h00 Ngày D+6	EVN, ĐVBBĐ, ĐVPĐ	Xác nhận bảng kê thanh toán thị trường điện ngày D, thông báo lại cho NSMO các sai sót (nếu có).
Trước 16h00 Ngày D+6	NSMO	Lập và gửi cho EVN, ĐVBBĐ và ĐVPĐ bảng kê thanh toán thị trường điện hoàn chỉnh cho ngày D.

Chú thích:

NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

ĐVPĐ: Đơn vị phát điện;

ĐVBBĐ: Đơn vị bán buôn điện.

Sơ đồ 04 – Thời gian biểu kiểm tra, đối soát số liệu thanh toán tháng

Thời hạn	Đơn vị thực hiện	Nội dung
Sau 02 ngày làm việc đầu tiên của tháng M+1	ĐVPĐ	Gửi Hồ sơ yêu cầu xác nhận các sự kiện trong tháng M.
Sau 05 ngày làm việc đầu tiên của tháng M+1	NSMO	Kiểm tra, đối soát, phản hồi ý kiến.
Trong thời hạn 10 ngày làm việc của tháng M+1	NSMO	Công bố chênh lệch giữa tổng sản lượng trong từng chu kỳ giao dịch và sản lượng chốt chu kỳ thanh toán, sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn và tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn của ĐVBBĐ.
Trong thời hạn 13 ngày làm việc của tháng M+1	NSMO	Lập và phát hành bảng kê thanh toán thị trường điện tháng M.
Trước thời hạn thanh toán theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện	EVN, ĐVBBĐ, ĐVPĐ	Thực hiện các thủ tục thanh toán theo quy định trong Hợp đồng mua bán điện và Quy định thị trường điện.

Chú thích:

NSMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

ĐVPĐ: Đơn vị phát điện;

ĐVBBĐ: Đơn vị bán buôn điện.