

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:

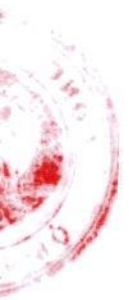
1. Vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (sau đây viết tắt là thị trường điện) bao gồm các nội dung chính sau: đăng ký tham gia thị trường điện; lập kế hoạch vận hành thị trường điện; cơ chế chào giá; cơ chế lập lịch huy động; đo đếm điện năng trong thị trường điện; xác định giá thị trường và 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:

- Đơn vị bán buôn điện.
- Đơn vị phát điện.
- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
- Đơn vị truyền tải điện.
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam.
- 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 ( $P_{min}$ ) của một tổ máy của nhà máy điện được xác định là giá trị thấp hơn giữa  $P_{min}$  được bên bán điện và bên mua điện thỏa thuận, thống nhất trong hợp đồng mua bán điện và  $P_{min}$  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. *Mức nước giới hạn* là mức nước thượng lưu thấp nhất của hồ chứa thủy điện cuối mỗi tháng trong năm hoặc cuối mỗi tuần trong tháng do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và công bố theo quy 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 mức nước giới hạn không cao hơn mức nước quy định trong mùa lũ theo quy trình vận hành hồ chứa, quy trình vận hành liên hồ chứa.

63. *Mức nước tối ưu* là mức 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 diễn 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 diễn hình bao gồm ngày diễn 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 hàng 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 đầu 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 đề 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 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;

d) 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 đầu 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 nổi lưới, hệ thống điện mặt trời mái nhà nổi 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 lung  $K_{DC} = 5\%$ ; 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);

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

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

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

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:

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

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 lung  $K_{DC} = 5\%$ ; nhà máy nhiệt điện chạy đỉnh  $K_{DC} = 20\%$ ;

$P_{bd}^{CID}$ : 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);

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

i: Chu kỳ giao dịch i trong năm N;

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

d) Trong trường hợp tính toán chi phí thiếu hụt năm có giá trị âm với phương án giá trần thị trường điện thấp nhất, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện báo cáo Cục 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:

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

Trong đó:

M: Tháng M trong năm N;

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

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

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

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

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

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

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

Trong đó:

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

$i$ : Chu kỳ giao dịch  $i$  trong tháng  $t$ ;

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

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

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

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

$\Delta T$ : 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:

$$Q_{ctt} = a \times \alpha \times GO$$

Trong đó:

$Q_{ctt}$ : 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;

$\alpha$ : 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:

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

Trong đó:

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

$Q_{ctt}$ : 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 Công 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 Công 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 Công 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 dùng 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. Mức 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:

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

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);

$Q_{ct}^M$ : 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.

$\alpha$  : 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);

$\alpha$  : 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 (lich 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

2

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:

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

Trong đó:

$L$ : Tổng số Đơn vị 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) Mục 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) Mức 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) Mức nước tối ưu tuần của các hồ chứa thủy điện;

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

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

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

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

25

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



2

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 hàng 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 nổi 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.