PHẦN VĂN BẢN KHÁC

VĂN BẢN HỢP NHẤT

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

THÔNG TƯ
Quy định hệ thống điện truyền tải

Thông tư số 12/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 6 năm 2010, được sửa đổi, bổ sung bởi:

1. Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016;

2. Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện, có hiệu lực kể từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

Căn cứ Nghị định số 189/2007/NĐ-CP ngày 27 tháng 12 năm 2007 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004;

Căn cứ Nghị định số 105/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Điện lực;

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

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải như sau:[1]

---

[1] Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối có căn cứ ban hành như sau:

"*Căn cứ Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;*

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

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

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định hệ thống điện phân phối."

Thông tư số 42/2015/TT-BCT ngày 01 tháng 12 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định đo đếm điện năng hệ thống điện có căn cứ ban hành như sau:

"Căn cứ Nghị định số 95/2012/NĐ-CP ngày 12 tháng 11 năm 2012 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

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

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

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

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định đo đếm điện năng trong hệ thống điện."

Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Các tiêu chuẩn vận hành hệ thống điện truyền tải.

2. Đầu tư phát triển lưới điện truyền tải.

3. Dự báo nhu cầu phụ tải điện.

4. Điều kiện và thủ tục đấu nối vào lưới điện truyền tải.

5. Điều độ và vận hành hệ thống điện truyền tải.

6. Đo đếm điện năng tại các điểm giao nhận giữa lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối, nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải không tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh và khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Thông tư này áp dụng cho các đối tượng sau đây:

1. Đơn vị truyền tải điện.

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

3. Đơn vị bán buôn điện.

4. Đơn vị phân phối điện.

5. Đơn vị phát điện có nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.

6. Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

7. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

1. *An ninh hệ thống điện* là khả năng nguồn điện đảm bảo cung cấp điện đáp ứng nhu cầu phụ tải điện tại một thời điểm hoặc một khoảng thời gian xác định có xét đến các ràng buộc trong hệ thống điện.

2.[2] *Cấp điện áp* là một trong những giá trị của điện áp danh định được sử dụng trong hệ thống điện, bao gồm:

a) Hạ áp là cấp điện áp danh định đến 1000 V;

---

[2] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 1 Điều 101 Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

b) Trung áp là cấp điện áp danh định trên 1000 V đến 35 kV;

c) Cao áp là cấp điện áp danh định trên 35 kV đến 220 kV;

d) Siêu cao áp là cấp điện áp danh định trên 220 kV.

3. *Cấp điều độ có quyền điều khiển* là cấp điều độ có quyền chỉ huy, điều độ hệ thống điện trong phạm vi quản lý của mình, bao gồm điều độ hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền và hệ thống điện phân phối.

4. *Công suất khả dụng của tổ máy* là công suất phát thực tế cực đại của tổ máy phát điện có thể phát ổn định, liên tục trong một khoảng thời gian xác định.

5. *Công tơ* là thiết bị đo đếm điện năng thực hiện tích phân công suất theo thời gian, lưu và hiển thị giá trị điện năng đo đếm được.

6. *Dự phòng quay* là lượng công suất dự trữ của các tổ máy phát điện đang vận hành trong hệ thống điện quốc gia sẵn sàng cho huy động đáp ứng yêu cầu huy động của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

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

8. *Điều chỉnh tự động tần số của hệ thống điện AFC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Frequency Control) là cơ chế điều khiển sự thay đổi công suất tác dụng của các tổ máy phát điện thông qua hệ thống thiết bị tự động để đảm bảo cho tần số của hệ thống điện ổn định trong phạm vi cho phép.

9. *Điều chỉnh điện áp tự động AVR của tổ máy phát điện* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Voltage Regulator) là thiết bị tự động điều khiển điện áp đầu cực máy phát thông qua tác động vào hệ thống kích từ của máy phát để đảm bảo điện áp tại đầu cực máy phát trong giới hạn cho phép.

10. *Điều chỉnh tần số sơ cấp* là quá trình điều chỉnh tức thời được thực hiện bởi số lượng lớn các tổ máy có bộ phận điều chỉnh công suất tua bin theo sự biến đổi của tần số.

11. *Điều chỉnh tần số thứ cấp* là quá trình điều chỉnh tiếp theo của điều chỉnh tần số sơ cấp thực hiện thông qua tác động của hệ thống AGC đối với một số các tổ máy được quy định cụ thể trong hệ thống, hệ thống sa thải phụ tải theo tần số hoặc lệnh của điều độ hệ thống điện.

12. *Điều độ hệ thống điện* là hoạt động chỉ huy, điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia theo quy trình, quy phạm kỹ thuật và phương thức vận hành đã được xác định.

13. *Đơn vị bán buôn điện* là đơn vị được cấp phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn điện và xuất nhập khẩu điện, có nghĩa vụ mua toàn bộ điện năng từ các Đơn vị phát điện để bán buôn điện cho các Đơn vị phân phối điện và xuất nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh.

14. *Đơn vị phát điện* là đơn vị điện lực sở hữu các nhà máy điện đấu nối với lưới điện truyền tải hoặc các nhà máy điện có công suất đặt trên 30MW đấu nối vào lưới điện phân phối.

15. *Đơn vị phân phối điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán lẻ điện, nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải để bán lẻ tới các khách hàng sử dụng điện hoặc các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện khác.

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

17. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là đơn vị chỉ huy, điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia; quản lý, điều phối các giao dịch mua bán điện và dịch vụ phụ trợ trên thị trường điện.

18. *Độ tin cậy của hệ thống điện* là chỉ số xác định khả năng của hệ thống điện đảm bảo cung cấp điện liên tục cho phụ tải điện.

19. *Độ tin cậy tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng sẵn sàng và chọn lọc của hệ thống bảo vệ để gửi lệnh bảo vệ tới các máy cắt liên quan trực tiếp đến phần tử hệ thống điện bị sự cố.

20. *Hệ thống quản lý năng lượng EMS* (viết tắt theo tiếng Anh: Energy Management System) là hệ thống phần mềm tự động vận hành tối ưu hệ thống điện.

21. *Hệ thống điều khiển phân tán DCS* (viết tắt theo tiếng Anh: Distributed Control System) là hệ thống các thiết bị điều khiển trong nhà máy điện hoặc trạm điện được kết nối mạng theo nguyên tắc điều khiển phân tán để tăng độ tin cậy và hạn chế các ảnh hưởng do sự cố phần tử điều khiển trong nhà máy điện hoặc trạm điện.

22. *Hệ thống đo đếm* là hệ thống bao gồm các thiết bị đo đếm và mạch điện được tích hợp để đo đếm và xác định lượng điện năng truyền tải qua một vị trí đo đếm.

23. *Hệ thống điện quốc gia* là hệ thống các trang thiết bị phát điện, lưới điện và các trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau và được chỉ huy thống nhất trong phạm vi cả nước.

24. *Hệ thống điện truyền tải* là hệ thống bao gồm lưới điện truyền tải và các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải.

25. *Hệ thống SCADA* (viết tắt theo tiếng Anh: Supervisory Control And Data Acquisition) là hệ thống thu thập số liệu để phục vụ việc giám sát, điều khiển và vận hành hệ thống điện.

26. *Hệ số chạm đất* là tỷ số giữa giá trị điện áp của pha không bị sự cố sau khi xảy ra ngắn mạch chạm đất với giá trị điện áp của pha đó trước khi xảy ra ngắn mạch chạm đất (áp dụng cho trường hợp ngắn mạch một pha hoặc ngắn mạch hai pha chạm đất).

27. *Hòa đồng bộ* là thao tác nối tổ máy phát điện vào hệ thống điện hoặc nối hai phần của hệ thống điện với nhau.

28. *Khả năng khởi động đen* là khả năng của một nhà máy có thể khởi động ít nhất một tổ máy từ trạng thái dừng hoàn toàn và hòa đồng bộ vào lưới mà không cần nhận điện từ lưới điện truyền tải hoặc lưới điện phân phối khu vực.

29. *Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải* là tổ chức, cá nhân có trang thiết bị điện, lưới điện đấu nối vào lưới điện truyền tải để sử dụng dịch vụ truyền tải điện, bao gồm:

a) Đơn vị phát điện có nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải;

b) Đơn vị phân phối điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

30. *Khởi động nguội* là thực hiện các thao tác từ đầu để đưa tổ máy phát điện đã ngừng đến trạng thái nguội vào vận hành.

31. *Lệnh điều độ* là lệnh chỉ huy điều khiển chế độ vận hành hệ thống điện từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông qua hệ thống thông tin điều độ.

32. *Lưới điện* là hệ thống đường dây tải điện, máy biến áp và trang thiết bị đồng bộ để truyền dẫn điện.

33.[3] *Lưới điện phân phối* là phần lưới điện bao gồm các đường dây và trạm điện có cấp điện áp đến 110 kV.

34.[4] *Lưới điện truyền tải* là phần lưới điện bao gồm các đường dây và trạm điện có cấp điện áp trên 110 kV.

35. *Máy biến dòng điện* (viết tắt theo tiếng Anh: Current Transformer) là thiết bị biến đổi dòng điện, mở rộng phạm vi đo dòng điện và điện năng cho hệ thống đo đếm.

---

[3] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 2 Điều 101 Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

[4] Khoản này được sửa đổi theo quy định tại Khoản 3 Điều 101 Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực từ ngày 18 tháng 01 năm 2016.

36. *Máy biến điện áp* (viết tắt theo tiếng Anh: Voltage Transformer) là thiết bị biến đổi điện áp, mở rộng phạm vi đo điện áp và điện năng cho hệ thống đo đếm.

37. *Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn* P_{st} là giá trị đo được trong khoảng thời gian mười (10) phút bằng thiết bị đo theo tiêu chuẩn IEC868.

38. *Mức nhấp nháy điện áp dài hạn* P_{lt} được tính từ mười hai (12) kết quả đo P_{st} liên tiếp sau khoảng thời gian hai (02) giờ, theo công thức:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} * \sum_{j=1}^{12} P_{stj}^{3}}$$

39. *Ngày điển hình* là ngày được chọn có chế độ tiêu thụ điện điển hình của phụ tải điện. Ngày điển hình bao gồm ngày điển hình của ngày làm việc và ngày cuối tuần cho năm, tháng và tuần.

40. *Ngừng, giảm cung cấp điện theo kế hoạch* là việc ngừng cung cấp điện cho các khách hàng sử dụng điện để thực hiện kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa, đại tu, xây lắp các công trình điện; điều hòa, hạn chế phụ tải do thiếu điện theo kế hoạch hạn chế phụ tải do đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông báo.

41. *Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh* là quy định do Bộ Công Thương ban hành để điều chỉnh hoạt động của các đối tượng tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

42. *Sa thải phụ tải* là quá trình cắt phụ tải ra khỏi lưới điện do tác động của hệ thống sa thải phụ tải tự động hoặc theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

43. *Sai số điều độ* là sai số cho phép giữa công suất phát thực tế của tổ máy được huy động và công suất được huy động theo lệnh điều độ.

44. *Sự cố đơn lẻ* là sự cố một phần tử trong hệ thống điện truyền tải khi hệ thống đang ở trạng thái vận hành bình thường, bao gồm các trường hợp sự cố một đường dây truyền tải, một máy biến áp hoặc một tổ máy phát điện bất kỳ.

45. *Sự cố hệ thống điện* là sự kiện một hoặc nhiều trang thiết bị trong hệ thống điện do tác động từ nhiều nguyên nhân dẫn đến hoạt động không bình thường, gây ngừng cung cấp điện hoặc mất ổn định, mất an toàn và không đảm bảo chất lượng điện năng của hệ thống điện.

46. *Sự cố nhiều phần tử* là trường hợp xảy ra hai sự cố đơn lẻ trở lên tại cùng một thời điểm.

47. *Sự cố nghiêm trọng* là sự cố gây mất điện trên diện rộng hoặc toàn bộ lưới điện truyền tải hoặc gây cháy, nổ làm tổn hại đến người và tài sản.

48. *Sụp đổ hệ thống điện* là tình huống mà toàn bộ các phần tử trong hệ thống điện bị mất điện do sự cố.

49. *Tách lưới* là các thao tác đưa một trong các phần tử của hệ thống điện ra khỏi vận hành.

50. *Tan rã hệ thống điện* là tình huống hệ thống điện quốc gia bị chia tách thành nhiều hệ thống điện nhỏ tách rời do sự cố.

51. *Thiết bị đo đếm* là các thiết bị bao gồm công tơ, máy biến dòng điện, máy biến điện áp và các thiết bị phụ trợ phục vụ đo đếm điện năng.

52. *Thiết bị đầu cuối RTU* (viết tắt theo tiếng Anh: Remote Terminal Unit) là thiết bị đặt tại trạm điện hoặc nhà máy điện phục vụ việc thu thập và biến đổi dữ liệu để truyền về máy tính trung tâm của hệ thống SCADA/EMS.

53. *Thiết bị ổn định hệ thống điện PSS* (viết tắt theo tiếng Anh: Power System Stabilizer) là thiết bị đưa tín hiệu bổ sung tác động vào bộ tự động điều chỉnh điện áp (AVR) để giảm mức dao động điện áp trong hệ thống điện.

54. *Thời gian khởi động* là khoảng thời gian ngắn nhất cần có để khởi động một tổ máy phát điện tính từ khi Đơn vị phát điện nhận được lệnh khởi động từ Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đến khi tổ máy phát điện được hoà đồng bộ vào hệ thống điện quốc gia.

55. *Tiêu chuẩn IEC* là tiêu chuẩn về kỹ thuật điện do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế ban hành.

56. *Tự động sa thải phụ tải khi tần số thấp* là tác động cắt tải tự động của rơ le tần số khi tần số của hệ thống điện xuống dưới ngưỡng cho phép.

57. *Trang Web chính thức của thị trường điện* là trang thông tin điện tử do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện chịu trách nhiệm quản lý để đăng tải các thông tin về hệ thống điện và thị trường điện.

58. *Vị trí đo đếm* là vị trí vật lý trên mạch điện nhất thứ, tại đó điện năng mua bán được đo đếm và xác định.

Chương II
TIÊU CHUẨN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 4. Tần số

1. Tần số danh định của hệ thống điện quốc gia Việt Nam là 50Hz. Ở các chế độ vận hành của hệ thống điện, tần số được phép dao động trong các phạm vi được quy định tại Bảng 1.

Bảng 1. Phạm vi dao động tần số của hệ thống điện quốc gia

Chế độ vận hành của hệ thống điện	Dải tần số cho phép
Vận hành bình thường	49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
Sự cố đơn lẻ	49,5 Hz ÷ 50,5 Hz

2. Trong trường hợp hệ thống điện quốc gia bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc trong trạng thái khẩn cấp, cho phép tần số hệ thống điện dao động trong khoảng từ 47Hz cho đến 52Hz. Dải tần số cho phép và số lần cho phép xuất hiện được xác định theo chu kỳ một (01) năm hoặc hai (02) năm được quy định tại Bảng 2.

Bảng 2. Dải tần số cho phép và số lần cho phép trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc trạng thái khẩn cấp

Dải tần số cho phép (Hz) ("f" là tần số hệ thống điện)	**Số lần cho phép theo chu kỳ thời gian** (tính từ thời điểm bắt đầu chu kỳ)
$52 \geq f \geq 51,25$	07 lần trong 01 năm
$51,25 > f > 50,5$	50 lần trong 01 năm
$49,5 > f > 48,75$	60 lần trong 01 năm
$48,75 \geq f > 48$	12 lần trong 01 năm
$48 \geq f \geq 47$	01 lần trong 02 năm

Điều 5. Điện áp

1. Các cấp điện áp danh định trong lưới điện truyền tải bao gồm 500kV, 220kV và 110kV.

2. Trong điều kiện làm việc bình thường hoặc khi có sự cố đơn lẻ xảy ra trong lưới điện truyền tải, điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới được quy định tại Bảng 3:

Bảng 3. Điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới điện truyền tải

Cấp điện áp	**Chế độ vận hành của hệ thống điện**	
	Vận hành bình thường	**Sự cố một phần tử**
500kV	475 ÷ 525	450 ÷ 550
220kV	209 ÷ 242	198 ÷ 242
110kV	104 ÷ 121	99 ÷ 121

3. Trong trường hợp hệ thống điện truyền tải bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng, trong trạng thái khẩn cấp hoặc trong quá trình khôi phục hệ thống, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện tạm thời lớn hơn ±10% so với điện áp danh định nhưng không được vượt quá ±20% so với điện áp danh định.

4. Trong thời gian sự cố, điện áp tại nơi xảy ra sự cố và vùng lân cận có thể giảm quá độ đến giá trị bằng 0 ở pha bị sự cố hoặc tăng quá 110% điện áp danh định ở các pha không bị sự cố cho đến khi sự cố được loại trừ.

Điều 6. Cân bằng pha

Trong chế độ làm việc bình thường, thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha không được vượt quá 3% điện áp danh định đối với các cấp điện áp danh định trong lưới điện truyền tải.

Điều 7. Sóng hài

1.Giá trị cực đại cho phép của tổng mức biến dạng điện áp (tính theo % điện áp danh định) do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra đối với các cấp điện áp 110kV, 220kV và 500kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

2. Giá trị cực đại cho phép của tổng mức biến dạng phía phụ tải (tính theo % dòng điện danh định) đối với các cấp điện áp 110kV, 220kV và 500kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

3. Trong điều kiện vận hành bình thường, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đảm bảo tổng mức biến dạng do sóng hài trên lưới điện truyền tải không vượt quá các giá trị quy định khoản 1 Điều này.

4. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đấu nối của mình không phát thêm sóng hài lên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại khoản 2 Điều này.

5. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài phía phụ tải có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 2 Điều này, Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra giá trị sóng hài và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài phía phụ tải vi phạm quy định, bên vi phạm phải trả toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra cho Đơn vị truyền tải điện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy phụ tải không vi phạm tiêu chuẩn, Đơn vị truyền tải điện phải tự chịu toàn bộ chi phí kiểm tra.

6. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho rằng tổng mức biến dạng điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, khách hàng có quyền yêu cầu Đơn vị truyền tải điện kiểm tra các giá trị sóng hài. Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra giá trị sóng hài và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp tổng mức biến dạng điện áp vi phạm quy định, Đơn vị truyền tải điện phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy không vi phạm tiêu chuẩn, khách hàng đề nghị kiểm tra phải trả cho Đơn vị truyền tải toàn bộ chi phí kiểm tra.

Điều 8. Mức nhấp nháy điện áp

1. Mức nhấp nháy điện áp tối đa cho phép trong lưới điện truyền tải được quy định tại Bảng 4.

Bảng 4. Mức nhấp nháy điện áp

Cấp điện áp	$P_{lt95\%}$	$P_{st95\%}$
110, 220, 500kV	0,6	0,8

2. Trong đó $P_{lt95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{lt} sao cho trong khoảng 95% thời gian đo (ít nhất một tuần) và 95% số vị trí đo P_{lt} không vượt quá giá trị này.

3. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm kiểm soát mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện truyền tải đảm bảo mức nhấp nháy điện áp tại điểm đấu nối không vượt quá các giá trị quy định tại Bảng 4 trong chế độ vận hành bình thường. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đấu nối của mình không gây ra mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 4.

4. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho rằng mức nhấp nháy điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại khoản 1 Điều này, khách hàng có quyền yêu cầu Đơn vị truyền tải điện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp. Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp và điều tra nguyên nhân nếu có vi phạm. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp vi phạm quy định, Đơn vị truyền tải điện phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra; trường hợp không vi phạm tiêu chuẩn, khách hàng đề nghị kiểm tra phải trả cho đơn vị truyền tải toàn bộ chi phí kiểm tra.

5. Trường hợp cho rằng Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải gây ra mức nhấp nháy điện áp vượt quá giá trị cho phép, Đơn vị truyền tải điện phải thực hiện kiểm tra mức nhấp nháy điện áp và xác định nguyên nhân gây ra vi phạm. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp do khách hàng vi phạm quy định thì bên vi phạm phải trả toàn bộ chi phí kiểm tra, điều tra và các thiệt hại gây ra cho Đơn vị truyền tải điện; trường hợp không vi phạm tiêu chuẩn, Đơn vị truyền tải điện phải tự chịu toàn bộ chi phí kiểm tra.

Điều 9. Dao động điện áp

1. Dao động điện áp tại điểm đấu nối trên lưới điện truyền tải do phụ tải dao động gây ra không được vượt quá 2,5% của điện áp danh định và phải nằm trong phạm vi giá trị điện áp vận hành cho phép đối với từng cấp điện áp được quy định tại Điều 5 Thông tư này.

2. Trong trường hợp chuyển nấc phân áp dưới tải bằng tay, dao động điện áp tại điểm đấu nối với phụ tải không được vượt quá giá trị điều chỉnh điện áp của nấc phân áp máy biến áp điều áp dưới tải.

3. Cho phép mức điều chỉnh điện áp mỗi lần tối đa lên đến 5% giá trị điện áp danh định, với điều kiện việc điều chỉnh điện áp không được gây ra hỏng hóc thiết bị trên hệ thống điện truyền tải và thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

Điều 10. Chế độ nối đất trung tính

Chế độ nối đất trung tính của lưới điện truyền tải là chế độ nối đất trực tiếp.

Điều 11. Dòng điện ngắn mạch và thời gian loại trừ ngắn mạch

1. Trị số dòng ngắn mạch lớn nhất cho phép và thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính trên hệ thống điện truyền tải được quy định tại Bảng 5.

Bảng 5. Dòng điện ngắn mạch và thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch

Cấp điện áp	**Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép** (kA)	**Thời gian tối đa loại trừ ngắn mạch bằng bảo vệ chính** (ms)	**Thời gian chịu đựng của bảo vệ chính** (s)
500kV	40	80	3
220kV	40	100	3
110kV	31,5	150	3

2. Trong một số trường hợp đặc biệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đề xuất để được phép áp dụng mức dòng ngắn mạch lớn nhất cho một số khu vực trong hệ thống điện truyền tải khác với mức quy định tại Bảng 5.

3. Cục Điều tiết điện lực phê duyệt cho phép áp dụng mức dòng điện ngắn mạch lớn nhất khác với quy định tại Bảng 5 sau khi xem xét các đề xuất, giải trình của Đơn vị truyền tải điện và ý kiến của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị ảnh hưởng trực tiếp.

Điều 12. Hệ số chạm đất

Hệ số chạm đất của lưới điện truyền tải ở các cấp điện áp không được vượt quá 1,4.

Điều 13. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải

1. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải được xác định bằng lượng điện năng không cung cấp được hàng năm do ngừng, giảm cung cấp điện không theo kế hoạch, ngừng, giảm cung cấp điện có kế hoạch và sự cố trên lưới điện truyền tải gây mất điện cho khách hàng.

2. Điện năng không cung cấp được được tính bằng tích số giữa công suất phụ tải bị mất điện với thời gian phụ tải bị mất điện trong các trường hợp mất điện kéo dài trên một (01) phút, trừ các trường hợp sau:

a) Ngừng, giảm cung cấp điện do hệ thống điện quốc gia thiếu nguồn;

b) Ngừng, giảm mức cung cấp điện do sự kiện bất khả kháng (sự kiện xảy ra một cách khách quan không thể kiểm soát được, không thể lường trước được và không thể tránh được mặc dù đã áp dụng mọi biện pháp cần thiết trong khả năng cho phép).

3. Lượng điện năng không cung cấp được hàng năm của lưới điện truyền tải bằng tổng lượng điện năng không cung cấp được trong năm đối với các trường hợp theo quy định tại khoản 2 Điều này.

4. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện xây dựng chỉ tiêu độ tin cậy của lưới điện truyền tải trình Tập đoàn điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

Điều 14. Tổn thất điện năng của lưới điện truyền tải

1. Tổn thất điện năng hàng năm trên lưới điện truyền tải được xác định theo công thức sau:

$$\Delta A = \frac{A^{tt}_{nhận} - A^{tt}_{giao}}{A^{tt}_{nhận}}$$

Trong đó:

- ΔA: Tổn thất hàng năm trên lưới điện truyền tải;

- $A^{tt}_{nhận}$: Tổng lượng điện năng nhận vào lưới điện truyền tải trong năm là lượng điện năng nhận từ tất cả các Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng nhập khẩu bằng lưới điện truyền tải;

- A^{tt}_{giao}: Tổng lượng điện năng giao từ lưới điện truyền tải trong năm là lượng điện năng mà các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải tiếp nhận từ các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng xuất khẩu. Tổng điện năng giao từ lưới điện truyền tải đã bao gồm tổng điện năng tự dùng của các trạm biến áp truyền tải.

2. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện xây dựng mức tổn thất điện năng trên lưới điện truyền tải trình Tập đoàn điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

Chương III
DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI ĐIỆN HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA

Điều 15. Quy định chung về dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia là dự báo cho toàn bộ phụ tải điện được cung cấp điện từ hệ thống điện quốc gia, trừ các phụ tải có nguồn cung cấp điện riêng. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia là cơ sở để lập kế hoạch đầu tư phát triển hệ thống điện hàng năm, kế hoạch, phương thức vận hành hệ thống điện và vận hành thị trường điện.

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện năm, tháng, tuần, ngày và giờ tới.

3. Trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia:

a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm dự báo nhu cầu phụ tải điện của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền (Bắc, Trung, Nam) và phụ tải điện tại tất cả các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình, trong đó bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện tổng hợp toàn đơn vị và nhu cầu phụ tải tại từng điểm đấu nối;

c) Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các số liệu dự báo nhu cầu xuất nhập khẩu điện thông qua lưới điện truyền tải, trong đó bao gồm dự báo nhu cầu xuất nhập khẩu điện tổng hợp và tại từng điểm đấu nối phục vụ xuất nhập khẩu điện.

4. Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm ban hành Quy định về phương pháp lập dự báo phụ tải điện hệ thống điện quốc gia.

Điều 16. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện năm bao gồm:

a) Cho năm đầu tiên:

- Số liệu dự báo từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đấu nối.

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo:

- Số liệu dự báo năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối;

- Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đấu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện năm tới quy định tại Phụ lục 1A ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố cần xem xét khi dự báo phụ tải điện năm tới bao gồm:

a) Tốc độ tăng trưởng kinh tế (GDP) năm tới được Chính phủ công bố;

b) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện và hệ số phụ tải hàng năm theo quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt;

c) Các số liệu thống kê về công suất, điện năng tiêu thụ trong ít nhất năm (05) năm trước gần nhất của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

d) Các số liệu thống kê xuất nhập khẩu điện về công suất, điện năng tiêu thụ trong ít nhất năm (05) năm trước gần nhất của Đơn vị bán buôn điện;

đ) Các số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện về công suất, điện năng của Đơn vị bán buôn điện;

e) Các giải pháp về tiết kiệm năng lượng và quản lý nhu cầu điện;

g) Những thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia năm bao gồm:

a) Cho năm đầu tiên: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày điển hình từng tháng của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Cho bốn (04) năm tiếp theo: Số liệu dự báo năm về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của năm trước để dự báo phụ tải;

b) Trước ngày 01 tháng 9 hàng năm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia cho năm tới và cho bốn (04) năm tiếp theo theo quy định tại khoản 3 Điều này và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện.

Điều 17. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng bao gồm:

a) Số liệu dự báo từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối;

b) Số liệu dự báo xuất nhập khẩu điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị bán buôn điện và tại các điểm đấu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng tới quy định tại Phụ lục 1B ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố cần xem xét khi dự báo phụ tải điện tháng tới bao gồm:

a) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng trong số liệu dự báo năm đã công bố;

b) Các số liệu thống kê về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối của tháng cùng kỳ năm trước và ba (03) tháng trước gần nhất của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Các số liệu thống kê xuất nhập khẩu điện về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối trong ba (03) tháng trước gần nhất; các số liệu cam kết trong hợp đồng xuất nhập khẩu điện của Đơn vị bán buôn điện;

d) Các sự kiện có thể gây biến động lớn đến nhu cầu phụ tải điện và các thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tháng tới bao gồm các số liệu sau: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày điển hình từng tuần của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước mười (10) ngày làm việc cuối cùng hàng tháng, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của năm trước để dự báo phụ tải.

b) Trước ngày 25 hàng tháng, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện tháng tới.

Điều 18. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần

1. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần bao gồm số liệu dự báo điện năng, công suất cực đại từng ngày, biểu đồ ngày điển hình của Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối.

Chi tiết các số liệu sử dụng cho dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần tới theo mẫu quy định tại Phụ lục 1C ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện tuần tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần của dự báo tháng đã công bố;

b) Các số liệu thống kê về công suất và điện năng tiêu thụ, phụ tải cực đại ban ngày và buổi tối trong bốn (04) tuần trước gần nhất của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Dự báo thời tiết của ngày trong tuần tới, các ngày lễ, tết và các sự kiện có thể gây biến động lớn đến nhu cầu phụ tải điện.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tuần tới bao gồm các số liệu sau: Điện năng, công suất cực đại từng ngày, biểu đồ ngày điển hình của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải.

4. Trình tự thực hiện:

a) Trước 8h00 ngày thứ Ba hàng tuần, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện dự báo nhu cầu phụ tải điện của mình theo quy định tại khoản 1 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải không cung cấp số liệu đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sử dụng số liệu dự báo của tuần trước để dự báo phụ tải;

b) Trước 15h00 ngày thứ Năm hàng tuần, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện tuần tới.

Điều 19. Dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày

1. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện ngày tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày của dự báo tuần đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện trong bảy (07) ngày trước; trường hợp ngày lễ, tết phải sử dụng các số liệu của các ngày lễ, tết năm trước;

c) Dự báo thời tiết của ngày tới và các thông tin cần thiết khác.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia ngày tới bao gồm các số liệu sau: Công suất từng giờ của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền, từng Đơn vị phân phối điện, Đơn vị bán buôn điện, và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các điểm đấu nối giữa lưới điện truyền tải.

3. Trình tự thực hiện: Trước 9h00 hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện ngày tới.

Điều 20. Dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ

1. Các yếu tố xem xét khi dự báo phụ tải điện giờ tới bao gồm:

a) Các số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ của dự báo ngày đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện trong bốn mươi tám (48) giờ cùng kỳ tuần trước;

c) Dự báo thời tiết tại thời điểm gần nhất;

d) Các thông tin cần thiết khác.

2. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện giờ tới bao gồm:

a) Công suất cực đại của hệ thống điện quốc gia và hệ thống điện của ba miền Bắc, Trung, Nam cho giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo;

b) Công suất cực đại tại từng điểm đấu nối với lưới điện truyền tải cho giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo.

3. Trình tự thực hiện: Trước phút thứ năm mươi (50), Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành tính toán và công bố trên trang Web chính thức của thị trường điện kết quả dự báo phụ tải điện của giờ tới và ba (03) giờ tiếp theo.

Chương IV
LẬP KẾ HOẠCH ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 21. Nguyên tắc chung

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm lập kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải của năm tới, có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

2. Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải hàng năm được lập trên các cơ sở sau đây:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải đã được công bố;

b) Phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch phát triển điện lực tỉnh đã được phê duyệt và các thỏa thuận đấu nối đã ký;

c) Đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành lưới điện quy định tại

d) Chương II Thông tư này.

Điều 22. Nội dung kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải bao gồm các nội dung chính sau:

1. Đánh giá tình hình thực tế vận hành lưới điện truyền tải đến hết ngày 30 tháng 6 của năm hiện tại.

2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tại từng điểm giao nhận với lưới điện truyền tải cho năm tới và bốn (04) năm tiếp theo.

3. Đánh giá tình hình thực hiện đầu tư các hạng mục lưới điện truyền tải thuộc kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải được duyệt đến hết ngày 31 tháng 12 năm hiện tại.

4. Danh mục các dự án nguồn điện sẽ đấu nối vào lưới điện truyền tải trong năm tới và bốn (04) năm tiếp theo, kèm theo dự kiến điểm đấu nối, thỏa thuận đấu nối của những dự án nguồn điện này.

5. Danh mục các công trình hệ thống thông tin truyền dữ liệu phục vụ công tác vận hành hệ thống điện.

6. Kết quả tính toán các chế độ xác lập hệ thống điện truyền tải cho từng tháng của năm tới và cho mùa khô và mùa mưa của bốn (04) năm tiếp theo.

7. Kết quả tính toán dòng điện ngắn mạch tại các thanh cái 500kV, 220kV và 110kV trong lưới điện truyền tải.

8. Kết quả phân tích ổn định động, ổn định tĩnh của hệ thống điện truyền tải.

9. Kết quả tính toán bù công suất phản kháng trên lưới điện truyền tải.

10. Phân tích khả năng đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành của hệ thống điện truyền tải theo các quy định tại

11. Chương II Thông tư này và các giải pháp thực hiện để đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành quy định.

12. Phân tích và lựa chọn phương án đầu tư lưới điện truyền tải đảm bảo truyền tải hết công suất của các nhà máy điện, đảm bảo cung cấp cho phụ tải, thỏa mãn các tiêu chí, tiêu chuẩn kỹ thuật và có chi phí nhỏ nhất.

13. Danh mục các hạng mục lưới điện truyền tải cần xây dựng năm tới và cho từng năm của giai đoạn bốn (04) năm tiếp theo. Kế hoạch thu xếp vốn cho thực hiện từng công trình.

14. Các kiến nghị.

Điều 23. Trách nhiệm cung cấp thông tin cho lập kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Danh sách các nhà máy điện mới dự kiến đấu nối vào lưới điện truyền tải trong năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

b) Tiến độ thực hiện đấu nối và ngày dự kiến vận hành của các nhà máy điện đó;

c) Các thông số chính của các nhà máy điện sẽ đấu nối vào hệ thống điện truyền tải và thông số điểm đấu nối theo quy định trong Phụ lục 2B ban hành kèm theo Thông tư này;

d) Các thay đổi liên quan đến đấu nối các nhà máy điện hiện có trong năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

2. Đơn vị phân phối điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Danh sách các điểm đấu nối dự kiến với lưới điện truyền tải năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

b) Tiến độ dự kiến đóng điện của các điểm đấu nối mới;

c) Công suất phụ tải cực đại tại các điểm đấu nối mới và các thông tin về đấu nối được quy định tại Phụ lục 2C ban hành kèm theo Thông tư này;

d) Dự kiến đề xuất thay đổi (nếu có) của điểm đấu nối hiện tại trong năm (05) năm tới, bao gồm cả các dự kiến thay đổi chi tiết.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải cung cấp các thông tin sau:

a) Dự báo nhu cầu phụ tải điện hàng năm có xét đến bốn (04) năm tiếp theo phải phù hợp với quy định tại Điều 16 Thông tư này;

b) Dự kiến nhu cầu dịch vụ phụ trợ hàng năm có xét đến bốn (04) năm tiếp theo;

c) Kế hoạch huy động nguồn điện cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo được duyệt.

4. Đơn vị bán buôn điện có trách nhiệm cung cấp các thông tin sau:

a) Công suất, điện năng xuất nhập khẩu;

b) Tiến độ đưa vào vận hành các công trình nguồn điện mới năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo.

Điều 24. Trình tự lập, phê duyệt và công bố kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải

1. Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi các yêu cầu về cung cấp thông tin và thời hạn cung cấp thông tin đến Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

2. Trước ngày 01 tháng 9 hàng năm, các đơn vị phải cung cấp đầy đủ thông tin theo các nội dung yêu cầu quy định tại Điều 23 Thông tư này cho Đơn vị truyền tải điện.

3. Trước ngày 15 tháng 9 hàng năm, Đơn vị truyền tải điện phải hoàn thành Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam thông qua, trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, phê duyệt.

4. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày kể từ ngày nhận được kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải cho năm tới có xét đến bốn (04) năm tiếp theo, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thẩm định, phê duyệt.

5. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày kể từ ngày kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm công bố trên trang thông tin điện tử của đơn vị kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện truyền tải đã được phê duyệt.

Chương V
ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Mục 1
ĐIỂM ĐẤU NỐI VÀ RANH GIỚI PHÂN ĐỊNH TÀI SẢN, VẬN HÀNH

Điều 25. Điểm đấu nối

1. Điểm đấu nối là điểm nối trang thiết bị, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào lưới điện truyền tải.

2. Vị trí điểm đấu nối được xác định như sau:

a) Đấu nối nhà máy điện: Điểm đấu nối được xác định tại dao cách ly đầu vào của ngăn lộ đấu vào thanh cái của sân phân phối nhà máy điện. Trường hợp sân phân phối nhà máy điện có đấu nối với nhà máy điện khác hoặc với lưới điện của Đơn vị phân phối điện, điểm đấu nối là dao cách ly phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy điện;

b) Đấu nối lưới điện, thiết bị điện của Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải: trường hợp trạm biến áp thuộc sở hữu của Đơn vị truyền tải thì điểm đấu nối được xác định tại dao cách ly đường dây phía điện áp thứ cấp; trường hợp trạm biến áp thuộc sở hữu của Đơn vị phân phối điện hoặc của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải thì điểm đấu nối là dao cách ly đường dây phía điện áp sơ cấp;

c) Trường hợp điểm đấu nối khác với quy định tại điểm a và điểm b Khoản này phải do hai bên thỏa thuận và được Cục Điều tiết điện lực thông qua.

3. Điểm đấu nối phải được mô tả chi tiết bằng các bản vẽ, sơ đồ, thuyết minh có liên quan trong thỏa thuận đấu nối.

Điều 26. Ranh giới phân định tài sản và quản lý vận hành

1. Ranh giới phân định tài sản giữa Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là điểm đấu nối.

2. Tài sản của mỗi bên tại ranh giới phân định tài sản phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong thỏa thuận đấu nối.

3. Tài sản thuộc sở hữu của bên nào do bên đó có trách nhiệm đầu tư xây dựng và quản lý vận hành theo các tiêu chuẩn và quy định của pháp luật, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

Mục 2
CÁC YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐẤU NỐI

Điều 27. Các yêu cầu chung

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện đầu tư phát triển lưới điện truyền tải theo quy hoạch và kế hoạch đầu tư đã được duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện truyền tải đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành theo quy định tại

2. Chương II Thông tư này.

3. Việc đấu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của khách hàng vào lưới điện truyền tải phải thực hiện theo quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt.

4. Trường hợp đề nghị đấu nối mới chưa có trong quy hoạch phát triển điện lực được duyệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng có nhu cầu đấu nối và Cục Điều tiết điện lực về đề nghị đấu nối ngoài quy hoạch. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm lập hồ sơ bổ sung quy hoạch và trình cơ quan nhà nước có thẩm quyền xem xét, phê duyệt bổ sung quy hoạch phát triển điện lực trước khi thực hiện thỏa thuận đấu nối.

5. Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối phải có thỏa thuận đấu nối bằng văn bản, bao gồm những nội dung chính sau:

a) Các nội dung kỹ thuật liên quan đến điểm đấu nối;

b) Tiến độ thời gian hoàn thiện đấu nối;

c) Các nội dung thương mại của thỏa thuận đấu nối.

6. Đơn vị truyền tải điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối nếu trang thiết bị, lưới điện của khách hàng có nhu cầu đấu nối không tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật yêu cầu tại Thông tư này và các quy chuẩn ngành có liên quan hoặc đề nghị đấu nối không đúng với quy hoạch phát triển điện lực đã được duyệt.

7. Đơn vị truyền tải điện có quyền tách đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi lưới điện truyền tải nếu có căn cứ cho thấy khách hàng vi phạm các tiêu chuẩn kỹ thuật và tiêu chuẩn vận hành theo quy định tại Thông tư này hoặc các vi phạm quy định về an toàn, vận hành trên tài sản của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể gây ảnh hưởng đến an toàn vận hành lưới điện truyền tải. Trường hợp hai bên không thống nhất về việc tách đấu nối thì phải thực hiện trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp quy định tại Chương XI Thông tư này.

8. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phát điện có nhu cầu thay đổi thiết bị thuộc phạm vi quản lý của mình có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện tại điểm đấu nối, Đơn vị phát điện phải thông báo và phải được Đơn vị truyền tải điện chấp thuận trước khi thực hiện.

9. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có nhu cầu thay đổi sơ đồ kết lưới trong phạm vi quản lý của mình có liên quan đến điểm đấu nối có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện tại điểm đấu nối, Đơn vị phân phối điện hoặc Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phải thông báo và phải được Đơn vị truyền tải điện chấp thuận trước khi thực hiện.

10. Những thay đổi liên quan đến điểm đấu nối phải được cập nhật trong hồ sơ về điểm đấu nối.

11. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lưu trữ các số liệu về chế độ làm việc, công tác vận hành, duy tu, bảo dưỡng và các sự cố trên các phần tử thuộc phạm vi quản lý của mình phía sau điểm đấu nối trong thời hạn năm (05) năm. Khi Đơn vị truyền tải điện có yêu cầu, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết liên quan đến sự cố xảy ra trên các phần tử thuộc phạm vi quản lý của mình phía sau điểm đấu nối.

Điều 28. Yêu cầu đối với thiết bị điện đấu nối

1. Sơ đồ đấu nối điện chính phải bao gồm tất cả các thiết bị điện trung và cao áp tại vị trí đấu nối, phải thể hiện được liên kết giữa lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với lưới điện truyền tải. Các trang thiết bị điện phải được mô tả bằng các biểu tượng, ký hiệu tiêu chuẩn và được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện đánh số theo quy định hiện hành.

2. Máy cắt có liên hệ trực tiếp với điểm đấu nối và các hệ thống bảo vệ, điều khiển, đo lường đi kèm phải có đủ khả năng đóng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối đáp ứng sơ đồ phát triển lưới điện cho mười (10) năm tiếp theo.

3. Các thiết bị trực tiếp đấu nối vào lưới điện truyền tải phải có đủ khả năng chịu đựng dòng ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại điểm đấu nối theo thông báo của Đơn vị truyền tải điện về giá trị dòng ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đã được duyệt.

4. Máy cắt thực hiện thao tác tại điểm đấu nối với lưới điện truyền tải phải được trang bị hệ thống kiểm tra đồng bộ nếu hai phía máy cắt đều có nguồn điện và được trang bị dao cách ly kèm theo các phương tiện khóa liên động để đảm bảo an toàn khi bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.

Điều 29. Yêu cầu đối với hệ thống bảo vệ rơ le

1. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thiết kế, lắp đặt, chỉnh định và thử nghiệm hệ thống bảo vệ rơ le trong phạm vi lưới điện của mình nhằm đạt được các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy và tính chọn lọc khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống an toàn, tin cậy.

2. Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị bảo vệ rơ le cho điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ban hành phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và thông qua các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

4. Thời gian loại trừ sự cố trên các phần tử trong hệ thống điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bằng các bảo vệ rơ le chính không vượt quá các giá trị được quy định tại Điều 11 Thông tư này.

5. Trường hợp thiết bị bảo vệ của Khách hành sử dụng lưới điện truyền tải được yêu cầu kết nối với thiết bị bảo vệ của Đơn vị truyền tải điện thì các thiết bị này phải đáp ứng được các yêu cầu của Đơn vị truyền tải điện về kết nối.

6. Trong một số trường hợp lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị sự cố, thiết bị bảo vệ rơ le trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có thể được phép gửi lệnh đi cắt các máy cắt trên lưới điện truyền tải nhưng phải được sự chấp thuận của Đơn vị truyền tải điện và cấp điều độ có quyền điều khiển đối với các máy cắt này và phải được ghi trong thỏa thuận đấu nối.

7. Độ tin cậy tác động của hệ thống rơ le bảo vệ không được nhỏ hơn 99%.

8. Ngoài các yêu cầu được quy định từ khoản 1 đến khoản 7 Điều này, hệ thống bảo vệ rơ le nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải đáp ứng các yêu cầu sau:

a) Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống hòa đồng bộ chính xác;

b) Tổ máy phát điện phải được trang bị bảo vệ chống mất kích từ và bảo vệ chống trượt cực từ (bảo vệ chống mất đồng bộ);

c) Các đường dây tải điện cấp điện áp từ 110kV trở lên đấu nối tổ máy hoặc sân phân phối của nhà máy điện phải có hai (02) kênh thông tin liên lạc độc lập về vật lý phục vụ cho việc truyền tín hiệu rơ le bảo vệ giữa hai đầu đường dây với thời gian truyền không lớn hơn 20ms.

9. Phạm vi và cách bố trí các thiết bị bảo vệ rơ le cho tổ máy phát, máy biến áp, thanh cái và đường dây đấu nối vào lưới điện truyền tải được quy định tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp.

10. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy định yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 30. Yêu cầu đối với hệ thống thông tin

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lắp đặt hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ thông tin liên lạc và truyền dữ liệu trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống thông tin hiện có của Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Trường hợp khách hàng không thể sử dụng hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện, khách hàng có thể sử dụng hệ thống thông tin của các nhà cung cấp khác để kết nối với hệ thống thông tin của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo thỏa thuận của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về đảm bảo độ tin cậy trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý hệ thống thông tin trong phạm vi hệ thống điện truyền tải để phục vụ việc quản lý vận hành hệ thống điện và thị trường điện; phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để thiết lập đường truyền thông tin về Trung tâm điều hành của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải các yêu cầu về dữ liệu thông tin, truyền dữ liệu và giao diện thông tin cần thiết.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với khách hàng trong việc thử nghiệm, kiểm tra và kết nối hệ thống thông tin, dữ liệu của khách hàng vào hệ thống thông tin, dữ liệu hiện có do các đơn vị quản lý.

Điều 31. Yêu cầu về hệ thống SCADA/EMS

1. Các trạm biến áp từ cấp điện áp 220kV trở lên phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện. Các trạm biến áp 110kV phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS hoặc RTU có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện.

2. Các nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW và các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải phải được trang bị hệ thống điều khiển phân tán DCS có hai (02) cổng kết nối trực tiếp, đồng thời và độc lập về vật lý với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo quy định phân cấp vận hành hệ thống điện.

3. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt và kết nối đường truyền dữ liệu hệ thống DCS(Gateway)/ RTU từ lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Thiết bị hệ thống DCS(Gateway)/RTU của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tích hợp các thông số của hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với hệ thống SCADA/EMS của mình. Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trong quá trình thực hiện.

6. Trường hợp có sự thay đổi về công nghệ của hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt sau thời điểm ký thỏa thuận đấu nối dẫn đến phải thay đổi hoặc nâng cấp hệ thống DCS(Gateway)/RTU của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải phối hợp với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải để thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng phải có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp hệ thống DCS(Gateway)/RTU của mình để đảm bảo kết nối với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

7. Yêu cầu danh sách các dữ liệu và các tiêu chuẩn kỹ thuật của các thiết bị thuộc hệ thống DCS(Gateway)/RTU được quy định cụ thể tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA/EMS.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy định yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA/EMS trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 32. Yêu cầu khả năng huy động, điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng của tổ máy phát điện

1. Các tổ máy phát điện phải có khả năng phát công suất tác dụng định mức trong dải hệ số công suất từ 0,85 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,90 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại cực của máy phát điện, phù hợp với đặc tính công suất phản kháng của tổ máy.

2. Mỗi tổ máy phát điện đều phải có khả năng tham gia vào việc điều tần cấp 2 và điều khiển điện áp trong hệ thống điện thông qua việc điều khiển liên tục công suất tác dụng và công suất phản kháng của máy phát.

3. Trong điều kiện bình thường, sự thay đổi điện áp tại điểm đấu nối với lưới điện truyền tải trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 5 Thông tư này không được ảnh hưởng đến lượng công suất tác dụng đang phát và khả năng phát toàn bộ công suất phản kháng của tổ máy phát điện.

4. Các tổ máy phát điện phải có khả năng liên tục phát công suất tác dụng định mức trong dải tần số từ 49Hz đến 51Hz. Trong dải tần số từ 47Hz đến 49Hz, mức giảm công suất không được vượt quá giá trị tính theo tỷ lệ yêu cầu của mức giảm tần số hệ thống điện, phù hợp với đặc tuyến quan hệ giữa công suất tác dụng và tần số của tổ máy.

5. Tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện có công suất lắp đặt trên 30MW tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng phát công suất và duy trì phát điện trong thời gian tương ứng với các mức tần số như sau:

a) Duy trì tối thiểu hai mươi (20) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 46Hz đến 48,5Hz;

b) Phát liên tục khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,5 Hz đến 51,5Hz;

c) Duy trì tối thiểu ba (03) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 51,5Hz đến 52Hz;

d) Duy trì tối thiểu hai mươi (20) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 52Hz đến 54Hz.

6. Tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện có công suất lắp đặt trên 30MW tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng phát công suất và duy trì phát điện trong thời gian tương ứng với các mức tần số như sau:

a) Duy trì tối thiểu sáu (06) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 47Hz tới 47,5Hz;

b) Duy trì tối thiểu mười (10) giây khi tần số hệ thống điện trong dải từ 47,5HZ đến 48,0Hz;

c) Duy trì tối thiểu một (01) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,0Hz đến 48,5Hz;

d) Phát liên tục khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 48,5 Hz đến 51,5Hz;

đ) Duy trì tối thiểu một (01) phút khi tần số hệ thống điện trong dải từ trên 51,5Hz đến 52Hz;

e) Duy trì tối thiểu mười (10) giây khi tần số hệ thống điện vượt quá 52Hz.

7. Các tổ máy phát điện phải có khả năng chịu được thành phần dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không xuất hiện trong thời gian loại trừ ngắn mạch pha - pha và pha - đất gần máy phát bằng bảo vệ dự phòng có liên hệ với điểm đấu nối mà không được phép tách lưới.

8. Các tổ máy phát điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải có khả năng làm việc liên tục ở các chế độ sau:

a) Tải không cân bằng giữa 3 pha từ 5 ÷ 10%;

b) Hệ số đáp ứng của kích từ lớn hơn 0,5%;

c) Dòng điện thứ tự nghịch nhỏ hơn 5%.

Điều 33. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện

1. Hệ thống kích từ của máy phát phải đảm bảo cho máy phát có thể làm việc với dải hệ số công suất quy định tại khoản 1 Điều 32 Thông tư này. Hệ thống kích từ phải đảm bảo cho máy phát vận hành ở công suất biểu kiến định mức (MVA) trong dải ± 5% điện áp định mức tại đầu cực máy phát.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải được trang bị thiết bị tự động điều chỉnh điện áp (AVR) hoạt động liên tục có khả năng giữ điện áp đầu cực với độ sai lệch không quá ± 0,5% điện áp định mức trong toàn bộ dải làm việc cho phép của máy phát.

3. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải có khả năng bù lại sự sụt áp trên máy biến áp đầu cực và đảm bảo sự phân chia ổn định công suất phản kháng giữa các máy phát điện cùng nối vào một thanh cái chung.

4. Thiết bị tự động điều chỉnh điện áp phải cho phép cài đặt các giới hạn về:

a) Dòng điện kích từ tối thiểu;

b) Dòng điện rôto tối đa;

c) Dòng điện stato tối đa.

5. Khi điện áp đầu cực máy phát điện nằm trong khoảng từ 80 ÷ 120% điện áp định mức và tần số hệ thống nằm trong dải từ 47 ÷ 52Hz, hệ thống kích từ máy phát điện phải có khả năng nâng được dòng điện và điện áp kích từ tới các giá trị như sau:

a) Tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện có công suất đặt trên 30MW: 1,8 lần định mức trong ít nhất hai mươi (20) giây;

b) Tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện có công suất đặt trên 30MW: 2,0 lần định mức trong ít nhất ba mươi (30) giây.

6. Tốc độ thay đổi điện áp kích từ không được thấp hơn 2,0 lần so với điện áp kích từ định mức/giây khi máy phát mang tải định mức.

7. Trong một số trường hợp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện.

8. Yêu cầu về thiết bị tự động điều chỉnh kích từ và thiết bị ổn định hệ thống điện (PSS) (nếu có) phải được quy định trong thỏa thuận đấu nối.

Điều 34. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện

1. Các tổ máy phát điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều khiển tần số sơ cấp trong hệ thống điện quốc gia.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải được trang bị bộ điều tốc tác động nhanh đáp ứng được sự thay đổi của tần số hệ thống trong điều kiện vận hành bình thường. Bộ điều tốc phải có khả năng tiếp nhận và

thực hiện các lệnh tăng, giảm hoặc thay đổi điểm đặt công suất từ hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trừ trường hợp Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện không có yêu cầu.

3. Bộ điều tốc của tổ máy phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30MW phải có khả năng làm việc với các giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5%.

4. Hệ thống điều khiển bộ điều tốc phải cho phép cài đặt các giới hạn và các bảo vệ chống vượt tốc như sau:

a) Đối với các tua bin hơi: 104% đến 112% tốc độ định mức;

b) Đối với tua bin khí và thủy điện: từ 104% đến 130% tốc độ định mức;

c) Trường hợp máy phát điện tạm thời bị tách khỏi hệ thống nhưng vẫn tiếp tục cấp điện cho khách hàng thì bộ điều tốc máy phát phải duy trì được sự ổn định tần số cho phần lưới đã tách ra.

Điều 35. Khởi động đen

1. Tại các vị trí quan trọng trong hệ thống điện truyền tải, các nhà máy điện phải có khả năng khởi động đen và được ghi rõ trong Thỏa thuận đấu nối.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xác định các vị trí quan trọng cần có các nhà máy điện có khả năng khởi động đen trong hệ thống điện truyền tải.

Điều 36. Nối đất trung tính máy biến áp

1. Cuộn dây có điện áp cao của máy biến áp ba pha hoặc ba (03) máy biến áp một pha đấu nối vào lưới điện truyền tải phải đấu hình sao có điểm trung tính thích hợp cho việc nối đất trực tiếp.

2. Việc nối đất của cuộn dây điện áp cao và sơ đồ đấu nối cuộn dây điện áp thấp của các máy biến áp phải đảm bảo giá trị của hệ số chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư này.

Điều 37. Hệ số công suất của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải

1. Trong chế độ vận hành bình thường, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải phải duy trì hệ số công suất ($\cos\varphi$) tại điểm đấu nối không nhỏ hơn 0,9.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện các thông số về các thiết bị bù công suất phản kháng trong lưới điện của mình, bao gồm:

a) Công suất phản kháng danh định và dải điều chỉnh;

b) Nguyên tắc điều chỉnh công suất phản kháng;

c) Điểm đấu nối với lưới điện.

Điều 38. Độ dao động phụ tải

Tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong một (01) phút không được vượt quá 10% công suất tiêu thụ cực đại.

Điều 39. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm lắp đặt thiết bị và đảm bảo hoạt động của hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số trong hệ thống điện của mình theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

2. Hệ thống tự động sa thải phụ tải theo tần số phải được thiết kế phù hợp với các yêu cầu sau:

a) Độ tin cậy tác động không nhỏ hơn 99%;

b) Việc sa thải không thành công của một phụ tải nào đó không làm ảnh hưởng đến hoạt động của toàn bộ hệ thống điện;

c) Trình tự sa thải và lượng công suất sa thải theo tần số phải tuân thủ mức phân bổ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; không được phép thay đổi trong bất kỳ trường hợp nào nếu không có sự cho phép của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Tùy theo điều kiện cụ thể, điện áp đầu vào của rơ le tần số thấp có thể sử dụng 110/220V DC (một chiều) cấp từ hệ thống ắc quy trong trạm hoặc 100/110V AC (xoay chiều) lấy trực tiếp từ máy biến điện áp đặt tại thanh cái xuất tuyến cấp điện cho phụ tải.

3. Rơ le tần số thấp phải được lắp đặt và vận hành theo yêu cầu của cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành.

4. Trình tự khôi phục phụ tải khi tần số tăng trở lại bình thường phải tuân thủ theo mệnh lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Mục 3
THỦ TỤC THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 40. Thủ tục thỏa thuận đấu nối

1. Khi có nhu cầu đấu nối mới hoặc thay đổi điểm đấu nối hiện tại, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải gửi hồ sơ đề nghị đấu nối cho Đơn vị truyền tải điện theo mẫu quy định tại các Phụ lục 2**Error! Reference source not found.**A, 2B, 2C ban hành kèm theo Thông tư này.

2. Hồ sơ đề nghị đấu nối gồm các tài liệu kỹ thuật về các trang thiết bị dự định đấu nối hoặc các thay đổi dự kiến tại điểm đấu nối hiện tại, thời gian dự kiến hoàn thành dự án, số liệu kinh tế - kỹ thuật của dự án đấu nối mới hoặc thay đổi đấu nối hiện tại.

3. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đấu nối, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện các công việc sau đây:

a) Kiểm tra tính đầy đủ và hợp lệ của hồ sơ đề nghị đấu nối;

b) Xem xét các yêu cầu liên quan đến thiết bị điện dự kiến tại điểm đấu nối;

c) Chủ trì đánh giá ảnh hưởng của việc đấu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của khách hàng đề nghị đấu nối đối với lưới điện truyền tải kể cả khả năng mang tải của các đường dây và trạm biến áp hiện có. Dự toán các chi phí đầu tư phát sinh do việc đấu nối;

d) Lấy ý kiến của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về ảnh hưởng của việc đấu nối đối với hệ thống điện truyền tải, yêu cầu kỹ thuật hệ thống DCS(Gateway)/RTU và hệ thống thông tin, các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị điện tại điểm đấu nối;

đ) Dự thảo Thỏa thuận đấu nối theo các nội dung được quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này và gửi cho khách hàng có nhu cầu đấu nối.

4. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết khác cho Đơn vị truyền tải điện để phục vụ việc xác định các đặc tính kỹ thuật và các chi phí liên quan đến đề nghị đấu nối.

5. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm gửi ý kiến góp ý bằng văn bản đối với các nội dung quy định tại điểm d khoản 3 Điều này cho Đơn vị truyền tải điện.

6. Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận với khách hàng các yêu cầu kỹ thuật đấu nối và thực hiện ký Thỏa thuận đấu nối trong thời hạn quy định tại Điều 41 Thông tư này.

7. Thỏa thuận đấu nối được lập thành 05 bản, mỗi bên giữ 02 bản và 01 bản gửi tới Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 41. Thời hạn xem xét và ký thỏa thuận đấu nối

Thời hạn để thực hiện các bước đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối được quy định tại Bảng sau:

Bảng 6. Thời hạn xem xét và ký thỏa thuận đấu nối

Các bước chuẩn bị và đạt được thỏa thuận đấu nối	Thời gian	Trách nhiệm thực hiện
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối		Khách hàng có nhu cầu đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối và chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối	30 ngày làm việc	Đơn vị truyền tải điện chủ trì, phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
Thực hiện đàm phán và ký Thỏa thuận đấu nối	20 ngày làm việc	Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối

Mục 4
THỰC HIỆN THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 42. Quyền tiếp cận thiết bị tại điểm đấu nối

Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối có quyền tiếp cận các thiết bị tại điểm đấu nối trong quá trình khảo sát để lập phương án đấu nối, thiết kế, thi công, lắp đặt, thử nghiệm, kiểm tra, thay thế, tháo dỡ, vận hành và bảo dưỡng các thiết bị đấu nối.

Điều 43. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện một (01) bộ hồ sơ và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện một (01) bộ hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh cho các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của Khách hàng có nhu cầu đấu nối và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Hồ sơ cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện, bao gồm:

- Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung so với thiết kế ban đầu (nếu có), bao gồm thuyết minh chung, sơ đồ nối điện chính, mặt bằng bố trí thiết bị điện, sơ đồ nguyên lý của hệ thống bảo vệ và điều khiển, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị điện chính;

- Tài liệu hướng dẫn vận hành và quản lý thiết bị của nhà chế tạo;

- Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đấu nối của nhà máy điện, đường dây và trạm biến áp vào lưới điện truyền tải tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật Việt Nam hoặc tiêu chuẩn quốc tế được Việt Nam cho phép áp dụng và đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đấu nối quy định từ Điều 27 đến Điều 39 Thông tư này;

- Dự kiến lịch chạy thử và vận hành.

b) Hồ sơ cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, bao gồm:

- Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phần điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện; sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ và điều khiển thể hiện rõ các máy cắt, biến dòng, biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt;

- Các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ từ điểm đấu nối về phía khách hàng;

- Dự kiến lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

2. Trừ trường hợp có thỏa thuận khác, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này trong thời hạn sau:

a) Chậm nhất ba (03) tháng trước ngày dự kiến đưa nhà máy điện vào vận hành thử lần đầu;

b) Chậm nhất hai (02) tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu.

3. Chậm nhất ba mươi (30) ngày kể từ khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chuyển cho khách hàng có nhu cầu đấu nối các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu về phương thức nhận lệnh điều độ;

c) Các yêu cầu đối với chỉnh định rơle bảo vệ của khách hàng từ điểm đấu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của khách hàng có nhu cầu đấu nối;

d) Phương thức đóng điện đã thống nhất với Đơn vị truyền tải điện;

đ) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;

e)Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc phục vụ điều độ;

g) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA/EMS;

h) Danh mục các Quy trình liên quan đến vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

i) Danh sách các cán bộ liên quan và các kỹ sư điều hành hệ thống điện kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất hai mươi (20) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải thỏa thuận được với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện.

5. Chậm nhất mười lăm (15) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện các nội dung sau:

a) Thỏa thuận lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện;

b) Thỏa thuận phân định trách nhiệm mỗi bên về quản lý, vận hành trang thiết bị đấu nối;

c) Các quy định nội bộ cho an toàn vận hành thiết bị đấu nối;

d) Danh sách các nhân viên vận hành của mỗi bên đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

6. Chậm nhất mười lăm (15) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện các nội dung quy định tại điểm a, điểm c khoản 5 Điều này và cho Đơn vị bán buôn điện nội dung quy định tại điểm a khoản 5 Điều này.

Điều 44. Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối

1. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện ngày thực hiện kiểm tra thực tế tại điểm đấu nối.

2. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thỏa thuận với khách hàng có nhu cầu đấu nối về trình tự kiểm tra hồ sơ, biên bản nghiệm thu và thực tế lắp đặt tại điểm đấu nối.

3. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện thông báo điểm đấu nối hoặc trang thiết bị liên quan đến điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối chưa đủ điều kiện đóng điện thì khách hàng có nhu cầu đấu nối phải hiệu chỉnh, bổ sung hoặc thay thế trang thiết bị theo yêu cầu và thỏa thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

4. Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải ký với khách hàng có nhu cầu đấu nối Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối.

Điều 45. Đóng điện điểm đấu nối

1. Sau khi có Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối xác nhận đủ điều kiện đóng điện, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối để thỏa thuận thời điểm đóng điện điểm đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:

- Các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thí nghiệm, kiểm tra đủ tiêu chuẩn vận hành;

- Đơn vị truyền tải điện chấp thuận đóng điện điểm đấu nối;

- Hệ thống đo đếm đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng;

- Đã ký kết hợp đồng mua bán điện hoặc thỏa thuận về mua bán điện.

b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ:

- Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do cấp điều độ điều khiển ban hành;

- Rơle bảo vệ và tự động đã được chỉnh định đúng theo các yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định tại điểm c khoản 3 Điều 43 Thông tư này;

- Nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực vận hành đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm;

- Phương tiện thông tin điều độ (trực thông, điện thoại quay số, fax) hoạt động tốt;

- Hoàn thiện ghép nối với hệ thống SCADA/EMS.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối về thời gian cụ thể đóng điện điểm đấu nối.

Điều 46. Trình tự thử nghiệm để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối

1. Trong thời gian thử nghiệm để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối, Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cử nhân viên vận hành, cán bộ có thẩm quyền trực 24/24h và thông báo danh sách cán bộ trực kèm theo số điện thoại, số fax để liên hệ với các cấp điều độ khi cần thiết.

2. Thời gian đóng điện nghiệm thu chạy thử thực hiện theo quy trình vận hành hiện hành cho các thiết bị.

3. Trong thời gian nghiệm thu chạy thử, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp chặt chẽ với Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để giảm thiểu ảnh hưởng của các thiết bị mới đang được nghiệm thu chạy thử đến vận hành an toàn các thiết bị khác và chất lượng điện của hệ thống điện.

4. Kết thúc quá trình nghiệm thu chạy thử, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải xác nhận thông số kỹ thuật thực tế của các thiết bị điện, đường dây, trạm biến áp và tổ máy phát điện. Trường hợp các thiết bị của khách hàng có nhu cầu đấu nối không đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật trong Thỏa thuận đấu nối, Đơn vị truyền tải điện có quyền không cho đấu nối nhà máy hay lưới điện của khách hàng có nhu cầu đấu nối vào hệ thống điện truyền tải và yêu cầu tiến hành các biện pháp khắc phục.

5. Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối được phép chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản nghiệm thu chạy thử từng phần và toàn phần.

Điều 47. Kiểm tra và giám sát vận hành các thiết bị sau khi chính thức đưa vào vận hành

1. Trong quá trình vận hành, Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (sau đây gọi là bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung) có quyền yêu cầu thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung các thiết bị trong lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho các mục đích sau:

a) Kiểm tra sự tuân thủ của các thiết bị trong lưới điện, nhà máy điện và điểm đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với các quy chuẩn được phép áp dụng tại Việt Nam;

b) Kiểm tra sự tuân thủ các thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và thỏa thuận đấu nối đối với các thiết bị điện trong lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải;

c) Đánh giá ảnh hưởng của lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đến sự vận hành an toàn của hệ thống điện quốc gia;

d) Chuẩn xác các thông số kỹ thuật của các tổ máy phát điện và lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải cho việc tính toán, vận hành tối ưu hệ thống điện quốc gia.

2. Chi phí thực hiện kiểm tra và thử nghiệm bổ sung phải được hai bên thỏa thuận. Trường hợp chưa quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện, được thực hiện như sau:

a) Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không tuân thủ các quy chuẩn kỹ thuật cho các thiết bị và không đáp ứng các quy chuẩn vận hành, thì Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải chịu toàn bộ các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung;

b) Trường hợp kết quả kiểm tra không phát hiện vi phạm, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung phải chịu toàn bộ các chi phí kiểm tra và thử nghiệm bổ sung. Đối với yêu cầu kiểm tra theo quy định tại điểm c và điểm d khoản 1 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải báo cáo Cục Điều tiết điện lực thông qua trước khi thực hiện kiểm tra.

3. Trước khi kiểm tra và thử nghiệm bổ sung lưới điện và thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung phải thông báo trước ít nhất mười lăm (15) ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thời điểm và thời gian kiểm tra, danh sách các cán bộ tham gia kiểm tra. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo và tạo mọi điều kiện thuận lợi để bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung có thể thực hiện công tác kiểm tra.

4. Trong quá trình kiểm tra, bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung được phép lắp đặt các thiết bị giám sát và kiểm tra trong lưới điện và thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải nhưng không được làm ảnh hưởng đến hiệu suất của thiết bị và an toàn vận hành của nhà máy điện, lưới điện và thiết bị điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

5. Trong quá trình vận hành, nếu nhận thấy tại điểm đấu nối phát sinh các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo an toàn cho hệ thống điện quốc gia thì Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo ngay cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và Đơn vị truyền tải điện về nguy cơ vận hành không đảm bảo an toàn cho lưới điện truyền tải và yêu cầu thời gian khắc phục các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo. Trường hợp sau thời gian khắc phục cho phép mà vẫn chưa giải quyết được các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo trên thì Đơn vị truyền tải điện có quyền tách điểm đấu nối và thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải. Trong trường hợp này Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tiến hành thử nghiệm lại để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối theo quy định tại Điều 46 Thông tư này.

6. Đối với các tổ máy phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu thử nghiệm các tổ máy phát điện và nhà máy điện vào bất kỳ thời gian nào để kiểm chứng một hoặc tổ hợp các đặc tính vận hành mà nhà máy điện đã đăng ký, nhưng không được thử nghiệm một tổ máy quá ba (03) lần trong một năm trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thử nghiệm và kiểm tra chỉ ra rằng một hoặc nhiều đặc tính vận hành không đúng với các thông số mà Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đã công bố;

b) Khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và nhà máy điện không thống nhất ý kiến về đặc tính vận hành của máy phát;

c) Thử nghiệm, kiểm tra theo yêu cầu của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải;

d) Thí nghiệm về chuyển đổi nhiên liệu.

7. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có quyền tiến hành kiểm tra và thử nghiệm các máy phát điện của mình với mục đích xác định lại các đặc tính vận hành của máy phát sau mỗi lần sửa chữa, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại. Thời gian tiến hành các thử nghiệm phải được thỏa thuận và thống nhất với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 48. Thay thế thiết bị tại điểm đấu nối

1. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị đấu nối, bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc của lưới điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo bằng văn bản và thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện về các thay đổi này và nội dung thay đổi phải được bổ sung vào Thỏa thuận đấu nối.

2. Trường hợp đề xuất của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không được chấp thuận, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải các yêu cầu bổ sung cần thiết đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung tại điểm đấu nối phải được thực hiện kiểm tra, thử nghiệm và nghiệm thu theo quy trình quy định từ Điều 42 đến Điều 47 Thông tư này.

Mục 5
CHUẨN BỊ ĐÓNG ĐIỆN ĐIỂM ĐẤU NỐI ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN

Điều 49. Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối

1. Trước ngày dự kiến đóng điện điểm đấu nối, Đơn vị truyền tải điện phải cung cấp cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện một (01) bộ hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối (bằng tiếng Việt hoặc tiếng Anh cho các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của Đơn vị truyền tải điện và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực), bao gồm:

a) Sơ đồ nối điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phần điện, mặt bằng bố trí thiết bị điện; sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ và điều khiển, các sơ đồ có liên quan khác và thông số kỹ thuật của thiết bị điện chính thể hiện rõ các máy cắt, biến dòng, biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt;

b) Dự kiến lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

2. Chậm nhất hai (02) tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử lần đầu, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu quy định tại khoản 1 Điều này, trừ trường hợp có thỏa thuận khác.

3. Chậm nhất ba mươi (30) ngày kể từ khi nhận đủ tài liệu, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chuyển cho Đơn vị truyền tải các tài liệu sau:

a) Sơ đồ đánh số thiết bị;

b) Các yêu cầu về phương thức nhận lệnh điều độ;

c) Phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải và các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Đơn vị truyền tải điện;

d) Các yêu cầu về thử nghiệm, hiệu chỉnh thiết bị;

đ) Các yêu cầu về thiết lập hệ thống thông tin liên lạc phục vụ điều độ;

e) Các yêu cầu về kết nối và vận hành đối với hệ thống SCADA/EMS;

g) Danh mục các Quy trình liên quan đến vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

h) Danh sách các cán bộ liên quan và các kỹ sư vận hành kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất hai mươi (20) ngày trước ngày đóng điện điểm đấu nối, Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận được với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện lịch chạy thử và vận hành các trang thiết bị điện.

Điều 50. Đóng điện điểm đấu nối

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện văn bản đăng ký đóng điện điểm đấu nối để thỏa thuận thời điểm đóng điện điểm đấu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) Các tài liệu xác nhận công trình đủ các thủ tục về pháp lý và kỹ thuật:

- Các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thí nghiệm, kiểm tra đủ tiêu chuẩn vận hành;

- Hệ thống đo đếm đã được hoàn thiện, đã chốt chỉ số các công tơ giao nhận điện năng.

b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về điều độ:

- Thiết bị nhất thứ đã được đánh số đúng theo sơ đồ nhất thứ do cấp điều độ điều khiển ban hành;

- Rơ le bảo vệ và tự động đã được chỉnh định đúng các phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải đối với các thiết bị bảo vệ rơ le của Đơn vị truyền tải;

- Nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực vận hành đã có chứng chỉ vận hành được Đơn vị vận hành Hệ thống điện và thị trường điện cấp bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm;

- Phương tiện thông tin điều độ (trực thông, điện thoại quay số, fax) hoạt động tốt;

- Hoàn thiện ghép nối với hệ thống SCADA/EMS.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện về thời gian cụ thể đóng điện điểm đấu nối.

Điều 51. Thay thế thiết bị trên lưới điện truyền tải

1. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị trên lưới điện truyền tải, bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc của lưới điện truyền tải, Đơn vị truyền tải điện phải thông báo bằng văn bản và thỏa thuận với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về các thay đổi này.

2. Trường hợp đề xuất của Đơn vị truyền tải điện không được chấp thuận, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện các yêu cầu bổ sung đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung phải được thực hiện theo quy trình quy định tại các Điều 49 và Điều 50 Thông tư này.

Mục 6
TÁCH ĐẤU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẤU NỐI

Điều 52. Các trường hợp tách đấu nối

Tách đấu nối bao gồm các trường hợp sau đây:

1. Tách đấu nối tự nguyện.

2. Tách đấu nối bắt buộc.

Điều 53. Tách đấu nối tự nguyện

1. Tách đấu nối tự nguyện bao gồm các trường hợp tách đấu nối vĩnh viễn và tách đấu nối tạm thời.

2. Các trường hợp dẫn đến tách đấu nối tự nguyện phải được quy định trong hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đấu nối.

3. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có quyền yêu cầu tách đấu nối tự nguyện phù hợp với các trường hợp tách đấu nối được quy định trong hợp đồng mua bán điện, Thỏa thuận đấu nối và phải chịu toàn bộ chi phí cho việc tách đấu nối này.

4. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải là Đơn vị phát điện có yêu cầu tách đấu nối vĩnh viễn phải thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất sáu (06) tháng trước ngày dự kiến tách đấu nối vĩnh viễn.

5. Khi có yêu cầu tách đấu nối tạm thời ra khỏi lưới điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện ít nhất một (01) tháng trước ngày dự kiến tách đấu nối tạm thời.

Điều 54. Tách đấu nối bắt buộc

1. Đơn vị truyền tải điện hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền yêu cầu tách các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi lưới điện truyền tải trong các trường hợp sau:

a) Trong trường hợp khẩn cấp nhằm đảm bảo hoạt động an toàn, tin cậy của hệ thống điện quốc gia hoặc an toàn của người và trang thiết bị;

b) Khi có sự cố các tổ máy phát điện hoặc lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải mà cần phải tách lưới để thực hiện các biện phác khắc phục sự cố;

c) Các trường hợp tách đấu nối bắt buộc được quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc Thỏa thuận đấu nối.

2. Cục Điều tiết điện lực có quyền yêu cầu tách đấu nối bắt buộc trong trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vi phạm các quy định trong Giấy phép hoạt động điện lực, Quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh, Quy định hệ thống điện truyền tải, Quy định Đo đếm điện năng.

3. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không thực hiện tách đấu nối bắt buộc thì bị xử lý theo quy định của pháp luật.

Điều 55. Khôi phục đấu nối

Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm khôi phục đấu nối trong các trường hợp sau:

1. Khi có yêu cầu khôi phục đấu nối của Cục Điều tiết điện lực hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện với điều kiện các nguyên nhân dẫn đến tách đấu nối bắt buộc đã được loại trừ và hậu quả đã được khắc phục.

2. Khi có đề nghị khôi phục đấu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong trường hợp tách đấu nối tạm thời.

Chương VI
VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Mục 1
NGUYÊN TẮC VẬN HÀNH AN TOÀN HỆ THỐNG ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 56. Các chế độ vận hành của hệ thống điện truyền tải

1. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ vận hành bình thường khi đáp ứng các điều kiện sau:

a) Công suất phát và phụ tải ở trạng thái cân bằng;

b) Các mức mang tải của các đường dây và trạm biến áp chính trong lưới điện truyền tải đều dưới 90% giá trị định mức;

c) Các thiết bị khác vận hành trong dải thông số cho phép;

d) Tần số hệ thống trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 4 Thông tư này cho chế độ vận hành bình thường;

đ) Điện áp tại các nút trên lưới điện truyền tải nằm trong phạm vi cho phép theo quy định tại Điều 5 Thông tư này cho chế độ vận hành bình thường;

e) Các nguồn dự phòng của hệ thống ở trạng thái sẵn sàng để đảm bảo duy trì tần số và điện áp của hệ thống trong dải tần số và điện áp ở chế độ vận hành bình thường, tất cả các thiết bị tự động làm việc trong phạm vi cho phép để khi xảy ra sự cố bất thường sẽ không phải sa thải phụ tải.

2. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cảnh báo khi tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Mức dự phòng điều tần, dự phòng quay, dự phòng khởi động nhanh thấp hơn mức quy định ở chế độ vận hành bình thường do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xây dựng và được Cục Điều tiết điện lực phê duyệt;

b) Mức độ mang tải của các đường dây và trạm biến áp chính trong lưới điện truyền tải trên 90% nhưng không vượt quá giá trị định mức;

c) Khả năng xảy ra thiên tai hoặc các điều kiện thời tiết bất thường có thể gây ảnh hưởng tới an ninh hệ thống điện;

d) Khả năng xảy ra các vấn đề về an ninh, quốc phòng có thể đe dọa an ninh hệ thống điện.

3. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ khẩn cấp khi tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Tần số hệ thống vượt ra ngoài phạm vi cho phép cho chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống quy định tại Điều 4 Thông tư này;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài phạm vi cho phép trong chế độ vận hành bình thường, nhưng nằm trong dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống điện quy định tại Điều 5 Thông tư này;

c) Mức mang tải của bất kỳ thiết bị điện nào trong lưới điện truyền tải hoặc thiết bị điện đấu nối vào lưới điện truyền tải vượt quá giá trị định mức nhưng dưới 110% giá trị định mức mà thiết bị này khi bị sự cố do quá tải có thể dẫn đến chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp.

4. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cực kỳ khẩn cấp khi tồn tại một trong các điều kiện sau đây:

a) Tần số hệ thống nằm ngoài dải tần số cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử trong hệ thống quy định tại Điều 4 Thông tư này;

b) Điện áp tại một nút bất kỳ trên lưới điện truyền tải nằm ngoài dải điện áp cho phép đối với trường hợp xảy ra sự cố một phần tử quy định tại Điều 5 Thông tư này;

c) Mức mang tải của bất kỳ thiết bị nào trong lưới điện truyền tải hoặc thiết bị đấu nối với lưới điện truyền tải trên 110% giá trị định mức mà thiết bị này khi bị sự cố do quá tải có thể dẫn đến tan rã từng phần hệ thống điện;

d) Khi lưới điện truyền tải đang ở chế độ vận hành khẩn cấp, các biện pháp được thực hiện để đưa hệ thống về trạng thái vận hành ổn định không thực hiện được dẫn tới hiện tượng tan rã từng phần hệ thống, tách đảo hoặc sụp đổ điện áp hệ thống.

5. Hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ phục hồi khi các tổ máy phát điện, lưới điện truyền tải và các phụ tải đang được đóng điện và đồng bộ để trở về trạng thái làm việc bình thường.

Điều 57. Nguyên tắc vận hành hệ thống điện truyền tải

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm chung trong việc vận hành hệ thống điện truyền tải an toàn, kinh tế và hiệu quả.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập kế hoạch vận hành hệ thống điện truyền tải cho năm tới, tháng tới, tuần tới và phương thức vận hành ngày tới và giờ tới, bao gồm:

a) Kế hoạch phối hợp bảo dưỡng sửa chữa thiết bị điện, lưới điện;

b) Đánh giá an ninh hệ thống bao gồm dự báo phụ tải điện, kế hoạch cung cấp nhiên liệu từ các nhà máy nhiệt điện, dự báo thủy văn từ các nhà máy thủy điện, tính toán mức dự phòng hệ thống điện, kế hoạch huy động nguồn, huy động các dịch vụ phụ trợ và sa thải phụ tải để đảm bảo an ninh hệ thống điện;

c) Thông báo tình trạng suy giảm an ninh hệ thống.

3. Các Đơn vị phát điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải căn cứ vào kế hoạch, phương thức vận hành và lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để vận hành nhà máy điện và lưới điện trong phạm vi quản lý.

4. Trong quá trình vận hành hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tuân thủ các nguyên tắc sau đây để đảm bảo duy trì sự an toàn và tin cậy của hệ thống điện:

a) Trong chế độ vận hành cảnh báo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trên trang Web chính thức của thị trường điện về tình trạng và các thông tin cần cảnh báo của chế độ vận hành này, đồng thời đưa ra các biện pháp cần thiết để đưa hệ thống trở lại chế độ vận hành bình thường;

b) Trong chế độ vận hành khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải tiến hành các biện pháp cần thiết để đưa hệ thống điện trở lại chế độ vận hành bình thường sớm nhất;

c) Việc sa thải phụ tải và ngừng cung cấp điện chỉ được tiến hành khi có nguy cơ đe dọa đến tính mạng con người và an toàn thiết bị, khi có nhiều sự cố xảy ra đồng thời, khi hệ thống điện truyền tải vận hành ở chế độ cực kỳ khẩn cấp hoặc khi có nguy cơ suy giảm an ninh cung cấp điện;

d) Hệ thống tự động sa thải phụ tải phải được bố trí, cài đặt hợp lý để đảm bảo hệ thống điện không bị tan rã khi có sự cố xảy ra;

đ) Xây dựng các phương thức phân tách hệ thống thành các vùng hoặc tạo mạch vòng để khi xảy ra sự cố lan truyền vẫn có thể cân bằng được công suất trong từng vùng, nhằm duy trì vận hành riêng rẽ một phần hệ thống điện và ngăn ngừa sự cố lan rộng trong hệ thống điện. Trong trường hợp này, khu vực có lưới điện sự cố phải tiến hành khôi phục nhanh chóng và an toàn;

e) Tính toán đủ và bảo đảm công suất cho khởi động đen để khôi phục hệ thống sau sự cố tan rã.

Điều 58. Kiểm tra, giám sát hệ thống bảo vệ rơ le

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện chức năng kiểm tra, giám sát và yêu cầu các đơn vị liên quan đảm bảo hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong hệ thống điện tuân thủ việc đáp ứng các yêu cầu của Quy phạm trang bị điện và Quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống bảo vệ rơ le và tự động hóa trong nhà máy điện và trạm biến áp.

Điều 59. Ổn định hệ thống điện

1. Các loại biến động lớn liên quan tới ổn định hệ thống điện bao gồm:

a) Mất ổn định động là trường hợp khi có sự dao động không tắt dần giữa các phần tử của hệ thống điện dẫn đến việc tan rã hệ thống điện trong một vài giây;

b) Mất ổn định tĩnh là trường hợp có dao động nhỏ không tắt dần do hệ thống điện bắt đầu vận hành ở gần giới hạn mất ổn định;

c) Mất ổn định điện áp là trường hợp suy giảm điện áp xuống mức mà thiết bị điều chỉnh điện áp không thể nâng điện áp tới giá trị cho phép. Trong trường hợp này, tổn thất công suất phản kháng tăng và dẫn đến suy sụp điện áp lan rộng trong hệ thống điện;

d) Mất ổn định kéo dài do dao động tần số thấp (cộng hưởng tần số thấp) tại tần số thấp hơn tần số công nghiệp.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, xác định giới hạn vận hành ổn định của hệ thống điện. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp thông tin theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ cho việc nghiên cứu đánh giá ổn định hệ thống điện.

3. Các bên liên quan đến vận hành hệ thống điện có trách nhiệm duy trì lưới điện trong các giới hạn ổn định đã xác lập cho từng giai đoạn, phối hợp duy trì sơ đồ bảo vệ để loại trừ sự cố nhanh, nhạy và chọn lọc.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm xem xét các ràng buộc an ninh hệ thống điện khi lập kế hoạch huy động nguồn điện để đảm bảo chế độ vận hành của hệ thống điện không vượt quá giới hạn ổn định cho phép.

5. Các Đơn vị phát điện có trách nhiệm duy trì điều chỉnh điện áp làm việc và đảm bảo cung cấp đủ công suất phản kháng cho hệ thống điện trong thời gian vận hành; không được tách các tổ máy ra khỏi vận hành khi xảy ra sự cố, trừ trường hợp tần số vượt quá giới hạn cho phép được quy định tại Điều 32 Thông tư này hoặc trường hợp được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện cho phép.

6. Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm duy trì vận hành của các thiết bị điều chỉnh điện áp trong lưới điện thuộc phạm vi quản lý của mình nhằm đảm bảo ổn định điện áp cho toàn hệ thống điện.

Điều 60. Thử nghiệm và giám sát thử nghiệm

1. Đơn vị phát điện có trách nhiệm tiến hành các thử nghiệm đối với các tổ máy phát điện của mình theo lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Khi ra lệnh thử nghiệm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo thời gian ngừng giám sát hoạt động tổ máy vì mục đích thử nghiệm.

2. Thử nghiệm về đáp ứng tự động của một tổ máy phát điện theo các thay đổi tần số hệ thống được thực hiện trong khi hệ thống điện vận hành bình thường và không cần lệnh của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Trong trường hợp này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trước 16h00 ngày hôm trước về việc thử nghiệm trên tổ máy của Đơn vị phát điện được tiến hành vào ngày hôm sau.

3. Thử nghiệm chỉ được tiến hành trong khả năng làm việc theo đặc tính vận hành của tổ máy và trong thời gian được thông báo tiến hành thử nghiệm.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền thử nghiệm một tổ máy phát vào bất cứ thời gian nào nhưng không được thử nghiệm trên một tổ máy quá ba (03) lần trong một năm, trừ các trường hợp sau:

a) Kết quả thử nghiệm chỉ ra rằng một hoặc nhiều đặc tính vận hành không thống nhất như Đơn vị phát điện đã công bố;

b) Khi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện và Đơn vị phát điện không thống nhất ý kiến về giá trị thích hợp của đặc tính vận hành của tổ máy;

c) Thử nghiệm được thực hiện theo yêu cầu của Đơn vị phát điện.

5. Đơn vị phát điện có quyền yêu cầu thử nghiệm trong các trường hợp sau:

a) Kiểm tra lại các đặc tính vận hành của tổ máy đã được hiệu chỉnh sau mỗi lần xảy ra sự cố hư hỏng liên quan đến tổ máy phát;

b) Kiểm tra tổ máy phát sau khi lắp đặt, sửa chữa lớn, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại.

6. Khi có yêu cầu thử nghiệm tổ máy phát, Đơn vị phát điện phải gửi văn bản cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, trong đó ghi rõ các thông tin sau:

a) Lý lịch của tổ máy phát;

b) Các đặc tính của tổ máy phát;

c) Các giá trị của đặc tính vận hành dự định thay đổi trong quá trình thử nghiệm.

7. Trong thời hạn hai (02) ngày kể từ ngày nhận được yêu cầu của Đơn vị phát điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tổ chức thử nghiệm. Trường hợp chưa thể tổ chức thử nghiệm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu Đơn vị phát điện vận hành tổ máy phát theo đặc tính vận hành hiện tại.

8. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình thử nghiệm và giám sát thử nghiệm trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 61. Xử lý sự cố

1. Trong quá trình xử lý các sự cố, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép vận hành hệ thống điện với tần số và điện áp khác với tiêu chuẩn quy định và thực hiện các giải pháp để khôi phục hệ thống điện về trạng thái vận hành bình thường.

2. Các biện pháp xử lý sự cố

a) Ngừng tổ máy phát điện để khôi phục tần số về dải tần số vận hành bình thường;

b) Sa thải phụ tải theo từng tuyến đường dây bằng rơle tự động sa thải tần số thấp hoặc sa thải phụ tải theo lệnh điều độ;

c) Sa thải phụ tải tự động bằng rơle tần số thấp, được đặt ở các điểm phù hợp trong hệ thống. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quy định vị trí lắp đặt, các giá trị chỉnh định của rơle tần số thấp và lệnh sa thải phụ tải trong trường hợp sự cố hệ thống. Trong chế độ vận hành khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền tiến hành sa thải phụ tải ở bất kỳ tần số nào nhưng phải phù hợp với Quy trình xử lý sự cố;

d) Khi tần số tăng đến trị số cho phép, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm khôi phục lại các phụ tải đã bị sa thải;

đ) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền can thiệp để ngăn chặn trường hợp cắt liên tiếp các tổ máy phát điện, các đường dây tải điện;

e) Trường hợp sự cố tan rã toàn bộ hoặc một phần hệ thống điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được phép chỉ định nhà máy điện có khả năng khởi động đen nhằm khôi phục hệ thống điện. Trường hợp cần thiết, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có thể yêu cầu nhà máy phát điện vận hành một tổ máy không theo các đặc tính vận hành với điều kiện đảm bảo an toàn cho người và thiết bị. Nhà máy điện có trách nhiệm tuân thủ lệnh khởi động đen và thông báo lại cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải đóng điện cho các phụ tải thích hợp để đảm bảo vận hành của tổ máy ổn định khởi động và hòa đồng bộ với các tổ máy khác.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng Quy trình xử lý sự cố bao gồm trình tự thủ tục xử lý sự cố ở các chế độ cảnh báo, chế độ vận hành khẩn cấp và cực kỳ khẩn cấp quy định tại Điều 56 Thông tư này trình Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 62. Thông báo suy giảm an ninh hệ thống

1. Tại bất kỳ thời điểm nào, khi nhận thấy có tín hiệu rủi ro làm suy giảm an ninh cung cấp điện, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải gửi ngay thông báo về tình trạng giảm mức độ an toàn của hệ thống cho các bên có liên quan những thông tin sau:

a) Tình trạng suy giảm an ninh hệ thống;

b) Nguyên nhân;

c) Phụ tải có khả năng bị sa thải;

d) Các đơn vị và khu vực chịu ảnh hưởng.

2. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo trước cho các đơn vị bị ảnh hưởng khi thực hiện sa thải phụ tải theo lệnh điều độ. Thông báo này bao gồm những thông tin sau:

a) Các khu vực bị ngừng, giảm cung cấp điện;

b) Lý do ngừng, giảm cung cấp điện;

c) Thời điểm bắt đầu ngừng, giảm cung cấp điện;

d) Thời điểm kết thúc ngừng, giảm cung cấp điện.

3. Khi không thể thông báo trước về sa thải phụ tải theo lệnh điều độ, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phải thông báo cho các đơn vị ngay sau khi thực hiện sa thải phụ tải theo lệnh điều độ:

a) Các vùng đã bị ngừng, giảm cung cấp điện;

b) Lý do ngừng, giảm cung cấp điện;

c) Thời điểm bắt đầu ngừng, giảm cung cấp điện;

d) Thời điểm kết thúc ngừng, giảm cung cấp điện.

4. Hình thức thông báo: Trên cơ sở đánh giá suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, tháng, tuần, ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm thông báo suy giảm an ninh hệ thống và biện pháp phòng ngừa ngừng, giảm cung cấp điện (nếu có) như sau:

a) Gửi văn bản tới các đơn vị liên quan và đăng thông tin trên trang Web chính thức của thị trường điện đối với thông báo suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện năm, tháng;

b) Gửi văn bản, ra lệnh điều độ theo cấp điều độ và đăng thông tin trên trang Web chính thức của thị trường điện đối với thông báo suy giảm an ninh cung cấp điện theo kế hoạch vận hành hệ thống điện tuần, ngày.

Điều 63. Sa thải phụ tải đảm bảo an ninh hệ thống

1. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm tính toán, phân bổ công suất và điện năng cắt giảm tại các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải để đảm bảo hệ thống điện được vận hành ổn định.

2. Các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm thực hiện ngừng, giảm cung cấp điện đúng mức công suất và điện năng theo yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Trường hợp khẩn cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền sa thải một phần phụ tải của các Đơn vị phân phối điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải, kể cả khi lượng điện năng và công suất cắt giảm đã được thực hiện theo đúng yêu cầu.

(Xem tiếp Công báo số 77 + 78)

VĂN PHÒNG CHÍNH PHỦ XUẤT BẢN

Địa chỉ: Số 1, Hoàng Hoa Thám, Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại liên hệ:
- Nội dung: 080.44417; Fax: 080.44517
- Phát hành: 080.48543
Email: congbao@chinhphu.vn
Website: http://congbao.chinhphu.vn
In tại: Xí nghiệp Bản đồ 1- Bộ Quốc phòng

Giá: 10.000 đồng