



Ký bởi: Bộ Công Thương
Cơ quan: Bộ Công Thương
Thời gian ký: 29.08.2024 10:3

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ

VIỆT NAM

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

THÔNG TƯ **Quy định hệ thống điện truyền tải**

Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 01 năm 2017, được sửa đổi, bổ sung bởi:

1. Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020;

2. Thông tư số 39/2022/TT-BCT ngày 30 tháng 12 năm 2022 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

3. Thông tư số 12/2024/TT-BCT ngày 01 tháng 8 năm 2024 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

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

truyền tải.¹

¹ Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 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 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

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;”

Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đầu tư công, Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư, Luật Đầu tư, Luật Nhà ở, Luật Đấu thầu, Luật Điện lực, Luật Doanh nghiệp, Luật Thuế tiêu thụ đặc biệt và Luật Thi hành án dân sự ngày 11 tháng 01 năm 2022;

Căn cứ Nghị định số 98/2017/NĐ-CP ngày 18 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

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;”

Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện có căn cứ ban hành như sau:

“Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đầu tư công; Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư; Luật Đầu tư; Luật Nhà ở; Luật Đấu thầu; Luật Điện lực; Luật Doanh nghiệp; Luật Thuế tiêu thụ đặc biệt; Luật Thi hành án dân sự ngày 11 tháng 01 năm 2022;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương; Nghị định số 105/2024/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2024 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương và Nghị định số 26/2018/NĐ-CP ngày 28 tháng 02 năm 2018 của Chính phủ về điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam;

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;”

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Thông tư này quy định về:

1. Các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện truyền tải.
2. Dự báo nhu cầu phụ tải điện.
3. Lập kế hoạch phát triển lưới điện truyền tải.
4. Điều kiện, yêu cầu kỹ thuật và trình tự đấu nối vào lưới điện truyền tải.
5. Đánh giá an ninh hệ thống điện.
6. Vận hành hệ thống điện truyền tải.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

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

- a) Đơn vị truyền tải điện;
- b) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- c) Đơn vị bán buôn điện;
- d) Đơn vị phân phối điện;
- đ) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện;
- e) Đơn vị phát điện;
- g) Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;
- h) Tập đoàn Điện lực Việt Nam;
- i) Tổ chức, cá nhân khác có liên quan.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện có tổng công suất lắp đặt lớn hơn 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối phải đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị đấu nối vào lưới điện truyền tải và các yêu cầu khác có liên quan quy định tại Thông tư này.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

1. *AGC* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Generation Control) là hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện 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.

2. *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.

3. *AVR* (viết tắt theo tiếng Anh: Automatic Voltage Regulator) là hệ thống

tự động điều khiển điện áp đầu cực máy phát điện thông qua tác động vào hệ thống kích từ của máy phát điện để đảm bảo điện áp tại đầu cực máy phát trong giới hạn cho phép.

4. *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 01 kV;
- b) *Trung áp* là cấp điện áp danh định trên 01 kV 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.

5. *Cấp điều độ có quyền điều khiển* là cấp điều độ có quyền chỉ huy, điều độ hệ thống điện theo phân cấp điều độ tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

5a. ² *Công suất định mức của nhà máy điện* là tổng công suất định mức của các tổ máy trong nhà máy điện ở chế độ vận hành ổn định, bình thường và được nhà sản xuất công bố theo thiết kế của tổ máy. Đối với nhà máy điện mặt trời, công suất định mức của nhà máy điện mặt trời là công suất điện xoay chiều tối đa có thể phát được của nhà máy được tính toán và công bố, phù hợp với công suất điện một chiều của nhà máy điện mặt trời theo quy hoạch.

6. *Công suất khả dụng của tổ máy phát điện* 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.

6a. ³ *DIM* (viết tắt theo tiếng Anh: Dispatch Instruction Management) là hệ thống quản lý thông tin lệnh điều độ giữa cấp điều độ có quyền điều khiển với nhà máy điện hoặc Trung tâm Điều khiển các nhà máy điện.

7. *Dải chết của hệ thống điều tốc* là dải tần số mà khi tần số hệ thống điện thay đổi trong phạm vi đó thì hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện không có phản ứng hoặc tác động để tham gia điều chỉnh tần số sơ cấp.

8. ⁴ *(được bãi bỏ).*

² Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 1 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

³ Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 1 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

⁴ Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 1 Điều 3 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

9. ⁵ (được bãi bỏ).

10. ⁶ *Điều khiển tần số trong hệ thống điện* (sau đây viết tắt là điều khiển tần số) là quá trình điều khiển trong hệ thống điện để duy trì sự vận hành ổn định của hệ thống điện, bao gồm điều khiển tần số sơ cấp, điều khiển tần số thứ cấp và điều khiển tần số cấp 3:

a) Điều khiển tần số sơ cấp là quá trình điều khiển tức thời tần số hệ thống điện được thực hiện tự động bởi số lượng lớn các tổ máy phát điện có trang bị hệ thống điều tốc;

b) Điều khiển tần số thứ cấp là quá trình điều khiển tiếp theo của điều khiển tần số sơ cấp được thực hiện thông qua tác động của hệ thống AGC nhằm đưa tần số về dải làm việc lâu dài cho phép;

c) Điều khiển tần số cấp 3 là quá trình điều khiển tiếp theo của điều khiển tần số thứ cấp được thực hiện bằng lệnh điều độ để đưa tần số hệ thống điện vận hành ổn định theo quy định hiện hành và đảm bảo phân bổ kinh tế công suất phát các tổ máy phát điện.

11. *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 chuẩn kỹ thuật và phương thức vận hành đã được xác định.

12. *Đơn vị bán buôn điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán buôn điện. Theo từng cấp độ của thị trường điện lực cạnh tranh, Đơn vị bán buôn điện là một trong các đơn vị sau:

a) Công ty Mua bán điện;

b) Tổng công ty Điện lực;

c) Đơn vị bán buôn điện khác được thành lập theo từng cấp độ của thị trường điện cạnh tranh.

13. *Đơn vị phát điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện, sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện đấu nối với lưới điện truyền tải hoặc nhà máy điện có công suất đặt trên 30 MW đấu nối vào lưới điện phân phối.

14. *Đơn vị phân phối điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động

năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện phân phối, có hiệu lực kể từ ngày 03 tháng 01 năm 2020.

⁵ Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 1 Điều 3 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

⁶ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

điện lực trong lĩnh vực phân phối và bán điện, bao gồm:

a) Tổng công ty Điện lực;

b) Công ty Điện lực tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (sau đây viết tắt là Công ty Điện lực tỉnh) trực thuộc Tổng công ty Điện lực.

15. *Đơn vị phân phối và bán lẻ điện* là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực truyền tải điện.

16. ⁷ *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. ⁸ *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 và điều hành giao dịch trên thị trường điện.

18. *Độ tin cậy của hệ thống bảo vệ* bao gồm:

a) *Độ tin cậy tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng hệ thống bảo vệ làm việc đúng khi có sự cố xảy ra trong phạm vi bảo vệ đã được tính toán và xác định;

b) *Độ tin cậy không tác động của hệ thống bảo vệ* là chỉ số xác định khả năng hệ thống bảo vệ tránh làm việc nhầm ở chế độ vận hành bình thường hoặc sự cố xảy ra ngoài phạm vi bảo vệ đã được tính toán và xác định.

19. *Hệ thống điều tốc* (viết tắt theo tiếng Anh: Governor) là hệ thống tự động điều chỉnh tốc độ quay của tuabin tổ máy phát điện theo sự biến đổi tần số góp phần khôi phục tần số về tần số danh định của hệ thống điện.

20. *Hệ thống quản lý năng lượng EMS* (viết tắt theo tiếng Anh: Energy Management System) là hệ thống phần mềm quản lý năng lượng để 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.

⁷ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 1 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2022.

⁸ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 1 Điều 4 của Thông tư số 12/2024/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số Thông tư của Bộ trưởng Bộ Công Thương liên quan đến điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và thị trường điện, có hiệu lực kể từ ngày 01 tháng 8 năm 2024.

22. *Hệ thống điện* là hệ thống các trang thiết bị phát điện, lưới điện và các trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau.

23. *Hệ thống điện quốc gia* là hệ thống điện được chỉ huy thống nhất trong phạm vi cả nước.

24. *Hệ thống điện truyền tải* là hệ thống điện 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 theo điều kiện hòa đồng bộ quy định tại Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

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

29. *Khởi động đen* là quá trình khôi phục lại toàn bộ (hoặc một phần) hệ thống điện từ trạng thái mất điện toàn bộ (hoặc một phần) bằng cách sử dụng các tổ máy phát điện có khả năng khởi động đen.

30. *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;
- b) Đơn vị phân phối điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;
- c) Đơn vị phân phối và bán lẻ điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;
- d) Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải.

31. *Lệnh điều độ* là lệnh chỉ huy, điều khiển chế độ vận hành hệ thống điện trong thời gian thực.

32. *Lưới điện* là hệ thống đường dây tải điện, trạm điện và trang thiết bị phụ trợ để truyền dẫn điện.

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

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

35. ⁹ *Mức nhấp nháy điện áp ngắn hạn (P_{st}) và mức nhấp nháy điện áp dài hạn (P_{lt})* là giá trị đo theo tiêu chuẩn quốc gia hiện hành. Trường hợp giá trị đo P_{st} và P_{lt} chưa có trong tiêu chuẩn quốc gia, đo theo Tiêu chuẩn IEC hiện hành do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế công bố.

36. ¹⁰ *(được bãi bỏ)*

37. *Năm N* là năm hiện tại vận hành hệ thống điện, được tính theo năm dương lịch.

38. *Ngày điển hình* là ngày được chọn có chế độ tiêu thụ điện điển hình của phụ tải điện theo Quy định nội dung, phương pháp, trình tự và thủ tục nghiên cứu phụ tải điện do Bộ Công Thương ban hành. Ngày điển hình bao gồm ngày điển hình của ngày làm việc, ngày cuối tuần (thứ Bảy, Chủ nhật), ngày lễ (nếu có) cho năm, tháng và tuần.

39. *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 theo kế hoạch do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông báo khi thiếu điện.

40. *Nhà máy nhiệt điện* là nhà máy điện hoạt động theo nguyên lý biến đổi nhiệt năng thành điện năng, bao gồm cả các nhà máy điện sinh khối, khí sinh học và nhà máy điện sử dụng chất thải rắn.

41. *Quy định vận hành thị trường điện cạnh tranh* là quy định do Bộ Công Thương ban hành về vận hành thị trường điện cạnh tranh và trách nhiệm của các đơn vị trong thị trường điện theo từng cấp độ.

42. *Sa thải phụ tải* là quá trình cắt phụ tải điện ra khỏi hệ thống điện khi có sự cố hoặc không đảm bảo an ninh hệ thống điện, được thực hiện thông qua hệ thống tự động sa thải phụ tải hoặc lệnh điều độ.

43. *Sự cố* là sự kiện một hoặc nhiều trang thiết bị trong hệ thống điện do một hoặc nhiều nguyên nhân dẫn đến hệ thống điện hoạt động không bình thường, gây ngừng cung cấp điện hoặc ảnh hưởng đến việc đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định và liên tục cho hệ thống điện quốc gia.

44. *Sự cố một phần tử* (sự cố đơn lẻ) là sự cố xảy ra ở một phần tử trong hệ thống điện truyền tải khi hệ thống điện đang ở chế độ vận hành bình thường.

45. *Sự cố nhiều phần tử* là sự cố xảy ra ở hai phần tử trở lên tại cùng một

⁹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

¹⁰ Khoản này được bãi bỏ theo quy định tại khoản 1 Điều 3 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

thời điểm trong hệ thống điện truyền tải.

46. *Sự cố nghiêm trọng* là sự cố trong hệ thống điện gây mất điện diện rộng trên lưới điện truyền tải hoặc gây cháy, nổ làm tổn hại đến người hoặc tài sản.

47. *Tan rã hệ thống điện* là tình huống hệ thống điện quốc gia bị chia tách thành nhiều hệ thống điện nhỏ không liên kết với nhau do sự cố.

48. *Thiết bị đầu cuối RTU/Gateway* (viết tắt theo tiếng Anh: Remote Terminal Unit/Gateway) là thiết bị đặt tại trạm điện hoặc nhà máy điện phục vụ việc thu thập và truyền dữ liệu về hệ thống SCADA của Trung tâm điều độ hệ thống điện hoặc Trung tâm điều khiển.

49. ¹¹ *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 làm suy giảm mức dao động công suất trong hệ thống điện.

50. *Thời gian khởi động* là khoảng thời gian tối thiểu 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.

51. *Tiêu chí N-1* là một tiêu chí phục vụ quy hoạch, thiết kế, đầu tư xây dựng và vận hành hệ thống điện đảm bảo khi có sự cố một phần tử xảy ra trong hệ thống điện hoặc khi một phần tử tách khỏi vận hành để bảo dưỡng, sửa chữa thì hệ thống điện vẫn vận hành ổn định, đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành, giới hạn vận hành cho phép và cung cấp điện an toàn, liên tục.

52. *Tiêu chuẩn IEC* là tiêu chuẩn về kỹ thuật điện do Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế IEC (International Electrotechnical Commission) ban hành.

53. ¹² *Sa thải phụ tải tự động* là tác động cắt tải tự động của rơ le theo tín hiệu tần số, điện áp, mức công suất truyền tải của hệ thống điện khi tần số, điện áp, mức công suất truyền tải ra ngoài ngưỡng cho phép theo tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

54. *Trạm điện* là trạm biến áp, trạm cắt hoặc trạm bù.

55. *Trung tâm điều khiển* là trung tâm được trang bị hệ thống cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin, viễn thông để giám sát, điều khiển từ xa một nhóm nhà máy điện, nhóm trạm điện hoặc các thiết bị đóng cắt trên lưới điện.

¹¹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

¹² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

56. *pu* là hệ đơn vị tương đối thể hiện tỷ lệ giữa giá trị thực tế so với giá trị định mức.

Chương II

YÊU CẦU TRONG 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 50 Hz. Trong chế độ vận hành bình thường, tần số hệ thống điện được phép dao động trong phạm vi $\pm 0,2$ Hz so với tần số danh định. Ở các chế độ vận hành khác của hệ thống điện, dải tần số được phép dao động và thời gian khôi phục về chế độ vận hành bình thường được quy định tại Bảng 1 như sau:

Bảng 1

Dải tần số được phép dao động và thời gian khôi phục hệ thống điện về chế độ vận hành bình thường trong các chế độ vận hành khác của hệ thống điện quốc gia

Chế độ vận hành của hệ thống điện	Dải tần số được phép dao động	Thời gian khôi phục, tính từ thời điểm xảy ra sự cố (Áp dụng từ ngày 01 tháng 01 năm 2018)	
		Trạng thái chưa ổn định (chế độ xác lập)	Khôi phục về chế độ vận hành bình thường
Sự cố đơn lẻ	49 Hz ÷ 51 Hz	02 phút để đưa tần số về phạm vi 49,5 Hz ÷ 50,5 Hz	05 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
Sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp	47,5 Hz ÷ 52 Hz	10 giây để đưa tần số về phạm vi 49 Hz ÷ 51 Hz	10 phút để đưa tần số về phạm vi 49,8 Hz ÷ 50,2 Hz
		05 phút để đưa tần số về phạm vi 49,5 Hz ÷ 50,5 Hz	

2. Dải tần số được phép và số lần được phép tần số vượt quá giới hạn trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp được xác định theo chu kỳ 01 năm hoặc 02 năm được quy định tại Bảng 2 như sau:

Bảng 2

Dải tần số được phép và số lần được phép tần số vượt quá giới hạn trong trường hợp sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp

Dải tần số được phép (Hz) ("f" là tần số hệ thống điện)	Số lần được 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

Dải tần số được phép (Hz) (“f” là tần số hệ thống điện)	Số lần được phép theo chu kỳ thời gian (tính từ thời điểm bắt đầu chu kỳ)
$49,5 > f > 48,75$	60 lần trong 01 năm
$48,75 \geq f > 48$	12 lần trong 01 năm
$48 \geq f \geq 47,5$	01 lần trong 02 năm

Trong đó, một lần tần số hệ thống điện vượt quá giới hạn được phép là một lần tần số hệ thống điện vượt quá giới hạn được phép trong khoảng thời gian từ 05 giây (s) trở lên.

3. Trong quá trình vận hành hệ thống điện quốc gia, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia và huy động các loại hình dịch vụ phụ trợ để đảm bảo tần số nằm trong dải được phép.

Điều 5. Ổn định hệ thống điện

1. Ổn định hệ thống điện là khả năng của hệ thống điện, với điều kiện vận hành ban đầu xác định, trở lại chế độ vận hành bình thường hoặc chế độ cân bằng xác lập sau khi xảy ra một kích động vật lý trong hệ thống điện làm thay đổi các thông số vận hành của hệ thống điện. Ổn định hệ thống điện được phân loại như sau:

a) Ổn định quá độ (Transient Stability) là khả năng của các tổ máy phát điện trong hệ thống điện duy trì được trạng thái vận hành đồng bộ sau khi xảy ra các kích động lớn trong hệ thống điện;

b) Ổn định tín hiệu nhỏ (Small Signal stability) là khả năng các tổ máy phát điện trong hệ thống điện duy trì được trạng thái vận hành đồng bộ sau khi xảy ra các kích động nhỏ trong hệ thống điện, với mức độ dập tắt các dao động công suất tự nhiên trong giới hạn cho phép;

c) Ổn định điện áp động (Dynamic Voltage Stability) là khả năng của hệ thống điện duy trì điện áp xác lập tại các nút sau khi xảy ra các kích động lớn trong hệ thống điện;

d) Ổn định điện áp tĩnh (Steady State Voltage Stability) là khả năng của hệ thống điện duy trì điện áp xác lập tại các nút sau khi xảy ra các kích động nhỏ trong hệ thống điện;

đ) Ổn định tần số (Frequency Stability) là khả năng hệ thống điện duy trì được tần số xác lập sau khi xảy ra các kích động làm mất cân bằng công suất giữa nguồn điện và phụ tải điện.

2. Cộng hưởng dưới đồng bộ (cộng hưởng tần số thấp, Sub-Synchronous resonance) là hiện tượng tần số dao động riêng của hệ thống điện cộng hưởng với tần số dao động riêng của tuabin tổ máy phát điện làm tăng mô men xoắn tác động lên trục tuabin và rôto của tổ máy phát điện.

3. Hệ thống điện quốc gia đang vận hành ở chế độ bình thường hoặc sau khi sự cố đã được loại trừ phải duy trì chế độ đồng bộ và đáp ứng tiêu chuẩn về ổn định hệ thống điện được quy định tại Bảng 3 như sau:

Bảng 3

Tiêu chuẩn về ổn định hệ thống điện

Dạng ổn định	Tiêu chuẩn ổn định
Ổn định quá độ	Góc pha của roto tổ máy phát điện không được vượt quá 120 độ. Dao động góc pha roto tổ máy phát điện phải được dập tắt trong khoảng 20 giây sau khi sự cố được loại trừ.
Ổn định tín hiệu nhỏ	Hệ số suy giảm của dao động (Damping Ratio) không được nhỏ hơn 5 %.
Ổn định điện áp động	Trong thời gian 05 giây sau khi sự cố được loại trừ, điện áp tại điểm sự cố phải được phục hồi ít nhất 75 % giá trị điện áp trước khi sự cố.
Ổn định điện áp tĩnh	Hệ thống điện phải có dự phòng công suất ít nhất 5% theo đặc tính P-V trong trường hợp 01 (một) phần tử bị tách ra khỏi vận hành (N-1).
Ổn định tần số	Hệ thống điện phải đảm bảo tiêu chuẩn về ổn định tần số đáp ứng theo quy định tại Khoản 1 Điều 4 Thông tư này.

Điều 6. Điện áp

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

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 điện truyền tải được quy định tại Bảng 4 như sau:

Bảng 4

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 đơn lẻ
500 kV	475 ÷ 525	450 ÷ 550
220 kV	209 ÷ 242	198 ÷ 242

3. Trong trường hợp hệ thống điện truyền tải bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng, trong chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp hoặc chế độ khôi phục hệ thống điện, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện truyền tải tạm thời lớn

hơn $\pm 10\%$ so với điện áp danh định nhưng không được vượt quá $\pm 20\%$ 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 7. Cân bằng pha¹³

1. Trong chế độ vận hành 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.

2. Cho phép thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha trên lưới điện truyền tải trong một số thời điểm vượt quá giá trị quy định tại Khoản 1 Điều này nhưng phải đảm bảo 95% các giá trị đo với thời gian đo ít nhất 01 tuần và tần suất lấy mẫu 10 phút/lần không được vượt quá giới hạn quy định.

Điều 8. Sóng hài

1. ¹⁴ Sóng hài điện áp

a) Tổng biến dạng sóng hài điện áp là tỷ lệ giữa giá trị hiệu dụng của sóng hài điện áp với giá trị hiệu dụng của điện áp bậc cơ bản được tính theo công thức sau:

$$THD = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^N V_i^2}{V_1^2}} \times 100\%$$

Trong đó:

- THD: Tổng biến dạng sóng hài điện áp;
- V_i : Giá trị hiệu dụng của sóng hài điện áp bậc i và N là bậc cao nhất của sóng hài cần đánh giá;
- V_1 : Giá trị hiệu dụng của điện áp bậc cơ bản (tần số 50 Hz).

b) Giá trị cực đại cho phép của tổng biến dạng sóng hài điện áp do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra đối với các cấp điện áp 220 kV và 500 kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3% .

¹³ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 3 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

¹⁴ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 4 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

2. ¹⁵ Sóng hài dòng điện

a) Tổng biến dạng sóng hài dòng điện là tỷ lệ giữa giá trị hiệu dụng của sóng hài dòng điện với giá trị hiệu dụng của dòng điện bậc cơ bản ở chế độ phụ tải, công suất phát cực đại được tính theo công thức sau:

$$TDD = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^N I_i^2}{I_L^2}} \times 100\%$$

Trong đó:

- TDD: Tổng biến dạng sóng hài dòng điện;
- I_i : Giá trị hiệu dụng của sóng hài dòng điện bậc i và N là bậc cao nhất của sóng hài cần đánh giá;
- I_L : Giá trị hiệu dụng của dòng điện bậc cơ bản (tần số 50 Hz) ở phụ tải, công suất phát cực đại (phụ tải, công suất phát cực đại là giá trị trung bình của 12 phụ tải, công suất phát cực đại tương ứng với 12 tháng trước đó, trường hợp đối với các đầu nối mới hoặc không thu thập được giá trị phụ tải, công suất phát cực đại tương ứng với 12 tháng trước đó thì sử dụng giá trị phụ tải, công suất phát cực đại trong toàn bộ thời gian thực hiện phép đo).

b) Giá trị cực đại cho phép của tổng biến dạng sóng hài dòng điện do các thành phần sóng hài bậc cao gây ra đối với các cấp điện áp 220 kV và 500 kV phải nhỏ hơn hoặc bằng 3%.

3. Trong chế độ 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 đầu nối với lưới điện truyền tải không phát sóng hài lên lưới điện truyền tải vượt quá giá trị quy định tại Khoản 2 Điều này.

5. Trường hợp tổng mức biến dạng sóng hài có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu đơn vị còn lại kiểm tra các giá trị sóng hài hoặc thuê đơn vị thí nghiệm độc lập thực hiện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy tổng mức biến dạng sóng hài vi phạm quy định tại Khoản 1 hoặc Khoản 2 Điều này, đơn vị nào gây ra nguyên nhân và vi phạm quy định, đơn vị đó phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, xác minh, các thiệt hại và thực hiện các biện pháp khắc phục.

¹⁵ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 4 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

6. ¹⁶ Cho phép đỉnh nhọn bất thường của sóng hài trên lưới điện truyền tải vượt quá tổng biến dạng sóng hài quy định tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này nhưng phải đảm bảo 95 % giá trị đo sóng hài điện áp và sóng hài dòng điện với thời gian đo ít nhất 01 tuần và tần suất lấy mẫu 10 phút/lần không được vượt quá giới hạn quy định.

Điều 9. 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 5 như sau:

Bảng 5

Mức nhấp nháy điện áp

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

Trong đó: $P_{lt95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{lt} sao cho trong khoảng 95 % thời gian đo (ít nhất 01 tuần) và 95 % số vị trí đo P_{lt} không vượt quá giá trị này; $P_{st95\%}$ là ngưỡng giá trị của P_{st} sao cho trong khoảng 95 % thời gian đo (ít nhất 01 tuần) và 95 % số vị trí đo P_{st} không vượt quá giá trị này.

2. 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 đầu nối không vượt quá các giá trị quy định tại Bảng 5 trong chế độ vận hành bình thường. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đảm bảo thiết bị đầu nối của mình với lưới điện truyền tải không gây ra mức nhấp nháy điện áp trên lưới điện vượt quá giá trị quy định tại Bảng 5.

3. Trường hợp cho rằng mức nhấp nháy điện áp có dấu hiệu vi phạm các giá trị quy định tại Khoản 1 Điều này, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu đơn vị còn lại kiểm tra mức nhấp nháy điện áp hoặc thuê đơn vị thí nghiệm độc lập thực hiện. Trường hợp kết quả kiểm tra cho thấy mức nhấp nháy điện áp vi phạm quy định tại Khoản 1 Điều này, đơn vị nào gây ra nguyên nhân và vi phạm quy định, đơn vị đó phải chịu toàn bộ chi phí kiểm tra, xác minh, các thiệt hại và thực hiện các biện pháp khắc phục.

Điều 10. Dao động điện áp

1. Dao động điện áp tại điểm đầu 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 6 Thông tư này.

2. Trong trường hợp chuyển nấc phân áp dưới tải bằng tay, dao động điện áp

¹⁶ Khoản này được bổ sung theo quy định tại khoản 4 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

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 là 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 11. Chế độ nối đất trung tính

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

2. Trường hợp chế độ nối đất trung tính của một số thiết bị trong lưới điện truyền tải thực hiện khác với quy định tại Khoản 1 Điều này thì phải được sự đồng ý bằng văn bản của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 12. Dòng điện ngắn mạch và thời gian loại trừ sự cố¹⁷

1. Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép

a) Trị số dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép và thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính trong hệ thống điện truyền tải được quy định tại Bảng 6 như sau:

Bảng 6
*Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép
và thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính*

Cấp điện áp	Dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép (kA)	Thời gian tối đa loại trừ sự cố bằng bảo vệ chính (ms)
500 kV	50	80
220 kV	50	100

b) Bảo vệ chính trang thiết bị điện là bảo vệ chủ yếu và được lắp đặt, chỉnh định để thực hiện tác động trước tiên, đảm bảo các tiêu chí về độ chọn lọc, độ tin cậy tác động và thời gian tác động của hệ thống bảo vệ khi có sự cố xảy ra trong phạm vi bảo vệ đối với trang thiết bị được bảo vệ;

c) Thanh cái 110 kV của các trạm biến áp 500 kV, 220 kV trong lưới điện truyền tải được áp dụng dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép là 40 kA.

2. Thiết bị đóng cắt trên lưới điện truyền tải phải có đủ khả năng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất qua thiết bị đóng cắt trong ít nhất 10 năm tiếp theo kể từ thời điểm dự kiến đưa thiết bị vào vận hành và chịu đựng được dòng điện ngắn

¹⁷ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 5 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

mạch này trong thời gian tối thiểu từ 01 giây trở lên.

3. Đối với tổ máy thủy điện và nhiệt điện có công suất lớn hơn 30 MW, tổng giá trị điện kháng siêu quá độ chưa bão hòa của tổ máy phát điện (X_d'' -%) và điện kháng ngắn mạch của máy biến áp đầu cực (U_k -%) tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

Trường hợp không đáp ứng được yêu cầu trên, chủ đầu tư có trách nhiệm tính toán, đầu tư và lắp đặt thêm kháng điện để tổng giá trị của X_d'' , U_k và kháng điện tính trong hệ đơn vị tương đối (đơn vị pu quy về công suất biểu kiến định mức của tổ máy phát điện) không được nhỏ hơn 40%.

4. Các công trình điện đấu nối vào hệ thống điện truyền tải có giá trị dòng điện ngắn mạch tại điểm đấu nối theo tính toán mà lớn hơn giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép quy định tại Bảng 6 thì chủ đầu tư các công trình điện có trách nhiệm áp dụng các biện pháp để dòng điện ngắn mạch tại điểm đấu nối xuống thấp hơn hoặc bằng giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất cho phép quy định tại Bảng 6.

5. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo giá trị dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối tại thời điểm hiện tại và theo tính toán trong ít nhất 10 năm tiếp theo để Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phối hợp trong quá trình đầu tư, lắp đặt thiết bị, đảm bảo thiết bị đóng cắt có đủ khả năng đóng cắt dòng điện ngắn mạch lớn nhất tại điểm đấu nối trong ít nhất 10 năm tiếp theo kể từ thời điểm dự kiến đưa thiết bị vào vận hành.

Điều 13. 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 14. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải

1. Độ tin cậy của lưới điện truyền tải được xác định bằng tỷ lệ sản 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. Sản lượng điện năng không cung cấp được được tính bằng tích số giữa công suất phụ tải bị ngừng, giảm cung cấp điện với thời gian ngừng, giảm cung cấp điện tương ứng trong các trường hợp mất điện kéo dài trên 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. Tỷ lệ sản lượng điện năng không cung cấp được của lưới điện truyền tải

trong một năm được xác định theo công thức sau:

$$k_{kccd} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_i \times P_i)}{A_{tt}}$$

Trong đó:

- k_{kccd} : Tỷ lệ sản lượng điện năng không cung cấp được của lưới điện truyền tải trong 01 năm;
- T_i : Thời gian ngừng, giảm cung cấp điện lần i kéo dài trên 01 phút, được xác định bằng khoảng thời gian từ lúc bắt đầu ngừng, giảm cung cấp cho tới lúc khôi phục được cung cấp điện (giờ);
- P_i : Công suất phụ tải trung bình bị ngừng, giảm cung cấp điện lần thứ i (kW);
- n : Số lần ngừng, giảm cung cấp điện năm tính toán;
- A_{tt} : Tổng sản lượng điện truyền tải qua lưới điện truyền tải trong năm tính toán (kWh).

Điều 15. Tồn thất điện năng của lưới điện truyền tải

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

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

Trong đó:

- ΔA : Tồn thất hàng năm trên lưới điện truyền tải;
- $A_{nhận}^{tt}$: Tổng lượng điện năng nhận vào lưới điện truyền tải trong năm là lượng điện năng nhận từ tất cả Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tại các điểm đầu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng nhập khẩu qua lưới điện truyền tải;
- A_{giao}^{tt} : 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 đầu nối với lưới điện truyền tải cộng với tổng điện năng xuất khẩu qua lưới điện truyền tải.

Chương III

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

Điều 16. 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 độc lập và không nối lưới điện quốc gia. Dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia là cơ sở để lập kế hoạch phát triển hệ thống điện truyền tải hàng năm, kế hoạch và phương thức vận hành hệ thống điện, 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 chu kỳ giao dịch thị trường điện.

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 tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải;

b) Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ 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, bao gồm dự báo nhu cầu phụ tải điện tổng hợp toàn đơn vị và nhu cầu phụ tải điện tại từng trạm biến áp 110 kV;

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, 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. Đối với dự báo nhu cầu phụ tải điện tại các điểm đấu nối với lưới điện truyền tải và độ phân giải của chu kỳ dự báo nhu cầu phụ tải điện, tùy theo từng giai đoạn phát triển và yêu cầu của thị trường điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm hướng dẫn việc thực hiện quy định này.

Điều 17. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện năm được thực hiện cho 01 năm tới (năm $N+1$) và 01 năm tiếp theo (năm $N+2$).

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

a) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của 104 tuần với chu kỳ 30 phút/lần của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các trạm biến áp 110 kV trong hệ thống điện;

b) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tháng về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình của 104 tuần với chu kỳ 30 phút/lần của Đơn vị bán buôn điện.

3. Các yếu tố xét đến khi dự báo nhu cầu phụ tải điện năm bao gồm:

a) Tốc độ tăng trưởng kinh tế (GDP) của 02 năm tiếp theo được cơ quan có thẩm quyền công bố chính thức;

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, xuất, nhập khẩu điện trong ít nhất 05 năm trước gần nhất của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối

và bán lẻ điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

d) Các giải pháp, mục tiêu của các Chương trình tiết kiệm năng lượng và Quản lý nhu cầu điện;

đ) Những thông tin cần thiết khác.

4. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia năm bao gồm: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày điển hình của 104 tuần với chu kỳ 30 phút/lần của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền và tại các điểm đầu nối giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối.

5. Trình tự thực hiện

a) Trước ngày 01 tháng 8 hàng năm, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ 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 kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm trong phạm vi quản lý theo quy định tại Khoản 2 Điều này.

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

b) Trước ngày 01 tháng 9 hàng năm, căn cứ vào số liệu về dự báo nhu cầu phụ tải điện được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm theo quy định tại Khoản 4 Điều này.

Điều 18. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng được thực hiện cho 01 tháng tới.

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

a) Số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình từng tuần với chu kỳ 30 phút/lần của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các trạm biến áp 110 kV trong hệ thống điện;

b) Số liệu dự báo xuất, nhập khẩu điện từng tuần về điện năng, công suất cực đại, biểu đồ ngày điển hình từng tuần với chu kỳ 30 phút/lần của Đơn vị bán buôn điện.

3. Các yếu tố xét đến khi dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng bao gồm:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện từng tháng trong dự báo nhu cầu phụ tải điện năm đã công bố;

b) Các số liệu thống kê về công suất, điện năng tiêu thụ, xuất nhập khẩu, phụ

tải cực đại ban ngày và buổi tối của tháng cùng kỳ năm trước và 03 tháng trước gần nhất của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

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

4. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tháng bao gồm: Công suất cực đại, điện năng, biểu đồ ngày điển hình từng tuần với chu kỳ 30 phút/lần của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền và tại các điểm đầu nối giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối.

5. Trình tự thực hiện

a) Trước ngày 20 hàng tháng, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ 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 số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng trong phạm vi quản lý theo quy định tại Khoản 2 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Đơn vị bán buôn điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải cung cấp không đúng hoặc không đủ số liệu theo đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền căn cứ vào số liệu dự báo của tháng trước hoặc kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện năm để dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia.

b) Trước 07 ngày làm việc cuối cùng hàng tháng, căn cứ vào số liệu về dự báo nhu cầu phụ tải điện được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng theo quy định tại Khoản 4 Điều này.

Điều 19. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần được thực hiện cho 02 tuần tới.

2. Số liệu phục vụ dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần bao gồm số liệu dự báo điện năng, công suất với chu kỳ 30 phút/lần trong từng ngày của 02 tuần tiếp theo của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải và tại các trạm biến áp 110 kV trong hệ thống điện.

3. Các yếu tố xét đến khi dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần bao gồm:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần trong dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng và dự báo nhu cầu phụ tải điện của tuần trước đó 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 04 tuần trước gần nhất của Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải;

c) Dự báo thời tiết của các ngày trong 02 tuần tới, các ngày lễ, tết và các sự kiện có thể gây biến động lớn đến nhu cầu phụ tải điện.

4. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia tuần bao gồm: Điện năng, công suất với chu kỳ 30 phút/lần trong từng ngày của 02 tuần tiếp theo của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền và tại các điểm đầu nối giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối.

5. Trình tự thực hiện

a) Trước 10h00 thứ Ba hàng tuần, Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và 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 số liệu dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần trong phạm vi quản lý theo quy định tại Khoản 2 Điều này.

Trường hợp Đơn vị phân phối điện, Đơn vị phân phối và bán lẻ điện và Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải cung cấp không đúng hoặc không đủ số liệu theo đúng thời hạn quy định, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có quyền căn cứ vào số liệu dự báo của tuần trước hoặc kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tháng để dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia.

b) Trước 15h00 thứ Năm hàng tuần, căn cứ vào số liệu về dự báo nhu cầu phụ tải điện được các đơn vị cung cấp, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần theo quy định tại Khoản 4 Điều này.

Điều 20. Dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày được thực hiện cho 02 ngày tới.

2. Các yếu tố xét đến khi dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày bao gồm:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện trong dự báo nhu cầu phụ tải điện tuần và dự báo nhu cầu phụ tải điện của ngày hôm trước đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện trong 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 02 ngày tới và các thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia ngày bao gồm các số liệu sau: Điện năng, công suất với chu kỳ 30 phút/lần của hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện ba miền và tại các điểm đầu nối giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối.

4. Trước 10h00 hàng ngày, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày theo quy định tại Khoản 3 Điều này.

Điều 21. Dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch thị trường điện

1. Dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch thị trường điện được thực hiện cho 01 (một) chu kỳ giao dịch tới và 08 (tám) chu kỳ giao dịch tiếp theo.

2. Các yếu tố xét đến khi dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch thị trường điện bao gồm:

a) Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện trong dự báo nhu cầu phụ tải điện ngày và kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch thị trường điện trước đó đã công bố;

b) Các số liệu công suất, điện năng thực tế của hệ thống điện cùng kỳ tuần trước;

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

d) Các thông tin cần thiết khác.

3. Kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch thị trường điện bao gồm:

a) Công suất và sản lượng của hệ thống điện quốc gia và hệ thống điện ba miền Bắc, Trung, Nam cho chu kỳ 30 phút của chu kỳ giao dịch tới và 08 (tám) chu kỳ giao dịch tiếp theo;

b) Công suất và sản lượng tại từng điểm đấu nối giữa lưới điện truyền tải với lưới điện phân phối cho chu kỳ 30 phút của chu kỳ giao dịch tới và 8 chu kỳ giao dịch tiếp theo.

4. Chậm nhất 15 phút trước chu kỳ giao dịch tiếp theo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hoàn thành và công bố trên Trang thông tin điện tử của hệ thống điện và thị trường điện kết quả dự báo nhu cầu phụ tải điện chu kỳ giao dịch theo quy định tại Khoản 3 Điều này.

Chương IV¹⁸ (được bãi bỏ)

Chương V

ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Mục 1

NGUYÊN TẮC CHUNG

Điều 26. 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 hệ thống điện truyền tải.

¹⁸ Chương này bao gồm các Điều 22, Điều 23, Điều 24, Điều 25 được bãi bỏ theo quy định tại khoản 1 Điều 3 Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

2. Tùy thuộc vào cấu trúc của lưới điện, đường dây đầu nối, điểm đầu nối được xác định như sau:

a) Đối với đường dây trên không, điểm đầu nối là điểm cuối của chuỗi sứ đỡ treo dây xuất tuyến nối vào dao cách ly của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện;

b) Đối với cáp ngầm, điểm đầu nối là đầu cốt trụ sứ dao cách ly phía xuất tuyến của trạm điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện.

3. Trường hợp điểm đầu nối khác với quy định tại Khoản 2 Điều này, điểm đầu nối thay thế do hai bên tự thỏa thuận.

4. Điểm đầu nối phải được mô tả chi tiết bằng các bản vẽ, sơ đồ, thuyết minh có liên quan trong Thỏa thuận đầu nối hoặc hợp đồng mua bán điện.

Điều 27. 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 đầu nối.

2. Tài sản của mỗi bên tại điểm đầu nối phải được liệt kê chi tiết kèm theo các bản vẽ, sơ đồ có liên quan trong Thỏa thuận đầu nối hoặc hợp đồng mua bán điện.

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

Điều 28. 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 phát triển điện lực và kế hoạch đầu tư đã được duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện truyền tải đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện theo quy định tại Chương II Thông tư này và yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối quy định tại Chương này.

2. Việc đầu nối trang thiết bị điện, lưới điện và nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào lưới điện truyền tải phải phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt, đảm bảo trang thiết bị lưới điện truyền tải đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện theo quy định tại Chương II Thông tư này và yêu cầu kỹ thuật chung và cụ thể tại điểm đầu nối quy định tại Chương này.

3. ¹⁹ Trường hợp phương án đầu nối đề nghị của khách hàng không phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực đã được phê duyệt, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thông báo cho khách hàng có nhu cầu đầu nối biết để thực hiện điều chỉnh, bổ sung quy hoạch theo quy định.

¹⁹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 6 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

4. Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có đề nghị đấu nối phải có Thỏa thuận đấu nối theo mẫu quy định tại Thông tư này, bao gồm những nội dung chính sau:

- a) Vị trí điểm đấu nối;
- b) Các nội dung kỹ thuật liên quan đến điểm đấu nối;
- c) Tiến độ thời gian hoàn thành đấu nối;
- d) Trách nhiệm đầu tư, quản lý vận hành;
- đ) Các nội dung thương mại của Thỏa thuận đấu nối.

5. Đơn vị truyền tải điện có quyền từ chối đề nghị đấu nối trong các trường hợp sau:

- a) Trang thiết bị, lưới điện của khách hàng có đề nghị đấu nối không đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật quy định tại Thông tư này và các quy chuẩn kỹ thuật ngành có liên quan;
- b) Đề nghị đấu nối không đúng với quy hoạch phát triển điện lực đã được duyệt.

6. 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 trong trường hợp khách hàng vi phạm các yêu cầu kỹ thuật và yêu cầu 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 IX Thông tư này.

7. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu thay đổi, nâng cấp thiết bị hoặc thay đổi sơ đồ kết lưới trong phạm vi quản lý của mình có thể gây ảnh hưởng đến vận hành an toàn hệ thống điện truyền tải hoặc các thiết bị điện của Đơn vị truyền tải điện tại điểm đấu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo bằng văn bản và phải được Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển thống nhất kế hoạch trước khi thực hiện.

8. Những thay đổi liên quan đến điểm đấu nối trong quá trình đầu tư, vận hành phải được cập nhật trong hồ sơ về điểm đấu nối và Thỏa thuận đấu nối đã ký.

9. 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 trong thời hạn 05 năm. Khi Đơn vị truyền tải điện 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. Đối với các đấu nối phục vụ mua bán, trao đổi điện với nước ngoài hoặc đấu nối giữa nhà máy điện nằm ngoài lãnh thổ Việt Nam với hệ thống điện quốc gia, các yêu cầu kỹ thuật, yêu cầu vận hành đối với thiết bị đấu nối vào lưới điện truyền tải được thực hiện theo thứ tự ưu tiên như sau:

- a) Thực hiện theo các quy định, điều ước và cam kết quốc tế mà Việt Nam

tham gia;

b) Thỏa thuận thống nhất cụ thể giữa các bên liên quan để đáp ứng tối đa các yêu cầu, quy định kỹ thuật về hệ thống điện của mỗi nước và đảm bảo vận hành lưới điện liên kết, lưới điện đấu nối được an toàn, tin cậy và ổn định.

Mục 2

YÊU CẦU KỸ THUẬT CHUNG ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐẤU NỐI VÀO LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI

Điều 29. Yêu cầu đối với thiết bị điện đấu nối

1. Sơ đồ đấu nối điện chính phải bao gồm các thiết bị điện từ cấp điện áp trung áp đến siêu cao áp tại điểm đấu nối và 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 Cấp điều độ có quyền điều khiển đánh số thiết bị theo quy định tại Quy trình thao tác trong hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban 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 và nguồn điện trong quy hoạch phát triển điện lực được duyệt cho giai đoạn ít nhất 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 điện ngắn mạch lớn nhất có thể xảy ra tại điểm đấu nối theo tính toán và thông báo của Đơn vị truyền tải điện đáp ứng sơ đồ phát triển lưới điện và nguồn điện trong quy hoạch phát triển điện lực được duyệt cho giai đoạn ít nhất 10 năm tiếp theo.

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

Điều 30. Yêu cầu đối với hệ thống rơ le bảo vệ

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 rơ le bảo vệ trong phạm vi quản lý đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về tác động nhanh, độ nhạy, tính chọn lọc và tin cậy khi loại trừ sự cố, đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn, tin cậy.

2. Việc phối hợp trang bị, lắp đặt các thiết bị rơ le bảo vệ tại điểm đấu nối phải được thỏa thuận giữa Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải. Đơn vị truyền tải điện hoặc Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không tự ý thay đổi thiết bị bảo vệ và các giá trị cài đặt của thiết bị rơ le bảo vệ khi chưa được sự đồng ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm ban hành phiếu chỉnh định rơ le thuộc phạm vi lưới điện truyền tải của Đơn vị truyền tải điện và thông qua các trị số chỉnh định liên quan đến lưới điện truyền tải đối với các thiết bị rơ

le bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

4. Thời gian tối đa 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 chính không vượt quá các giá trị quy định tại Điều 12 Thông tư này.

5. Trường hợp thiết bị bảo vệ của Khách hàng 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 các yêu cầu của Đơn vị truyền tải điện về kết nối và được sự chấp thuận của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

6. Trường hợp lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị sự cố, thiết bị rơ le bảo vệ 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 nhỏ hơn 99 %.

8. Ngoài các yêu cầu quy định từ Khoản 1 đến Khoản 7 Điều này, hệ thống rơ le bảo vệ của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải và Đơn vị truyền tải điện phải đáp ứng thêm các yêu cầu sau:

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

b) Nhà máy điện phải được trang bị hệ thống giám sát ghi sự cố có chức năng đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System);

c) Nhà máy điện có tổng công suất đặt từ 300 MW trở lên, phải được trang bị thiết bị có chức năng đo góc pha (PMU - Phasor Measurement Unit) và đồng bộ thời gian GPS (Global Positioning System). Nhà máy điện có tổng công suất đặt dưới 300 MW, việc trang bị PMU phải theo tính toán và yêu cầu của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

d) Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải không phải Đơn vị phát điện có trách nhiệm trang bị, lắp đặt thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển, đảm bảo kết nối tương thích, tin cậy, ổn định với hệ thống ghi sự cố và đo góc pha đặt tại Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tích hợp thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải với hệ thống đặt tại Cấp điều độ có quyền điều khiển;

đ) Trong quá trình vận hành, khi có nhu cầu nâng cấp, thay thế thiết bị ghi sự cố, thiết bị đo góc pha, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thông báo và thỏa thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thực hiện;

e) Đường dây truyền tải điện cấp điện áp từ 220 kV trở lên đấu nối tổ máy phát điện hoặc sân phân phối của nhà máy điện phải có 02 kênh truyền 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 20 ms;

g) Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt rơ le tần số thấp trong phạm vi quản lý phục vụ tự động sa thải phụ tải theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

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

Điều 31. Yêu cầu đối với hệ thống thông tin

1.²⁰ Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý vận hành hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý của mình và đảm bảo kết nối hệ thống này với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển; đảm bảo thông tin liên lạc, truyền dữ liệu (bao gồm cả dữ liệu của hệ thống SCADA, PMU, giám sát ghi sự cố) đầy đủ, tin cậy và liên tục phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ, vận hành trong hệ thống điện truyền tải gồm kênh trực thông, điện thoại, DIM và mạng máy tính.

2. Hệ thống thông tin của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tương thích với hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Khách hàng có thể thoả thuận sử dụng hệ thống thông tin của Đơn vị truyền tải điện hoặc của các nhà cung cấp khác để kết nối với hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo thông tin liên tục và tin cậy phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

3. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đầu tư, quản lý hệ thống thông tin trong phạm vi quản lý lưới điện truyền tải để phục vụ việc quản lý, vận hành hệ thống điện và thị trường điện; phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển để thiết lập đường truyền thông tin về Cấp điều độ có quyền điều khiển.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển 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

²⁰ Khoản này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 7 Điều 1 Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020, nay được sửa đổi theo quy định tại khoản 1 Điều 1 Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2022.

thông tin, truyền dữ liệu và giao diện thông tin cần thiết phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm phối hợp với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải 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 đơn vị quản lý.

Điều 32. Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA

1. ²¹ Trạm biến áp có cấp điện áp từ 220 kV trở lên, nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW và nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải chưa kết nối đến Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU và thiết lập hai kết nối độc lập về mặt vật lý với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. ²² Trạm biến áp có cấp điện áp từ 220 kV trở lên, nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW và các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải đã kết nối và được điều khiển, thao tác xa từ Trung tâm điều khiển phải được trang bị Gateway hoặc RTU và thiết lập một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hai kết nối với hệ thống điều khiển tại Trung tâm điều khiển.

3. Trường hợp nhà máy điện, trạm biến áp có nhiều Cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin để phục vụ phối hợp vận hành hệ thống điện.

4. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, quản lý, vận hành thiết bị đầu cuối RTU/Gateway trong phạm vi quản lý, đường truyền dữ liệu hoặc thuê đường truyền dữ liệu của đơn vị cung cấp dịch vụ để đảm bảo kết nối, truyền dữ liệu liên tục, đầy đủ, tin cậy về hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

5. Thiết bị đầu cuối RTU/Gateway của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải có đặc tính kỹ thuật tương thích và đảm bảo kết nối được với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

6. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm tích hợp các dữ liệu theo

²¹ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 8 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

²² Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 8 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

danh sách dữ liệu đã thoả thuận với Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vào hệ thống SCADA của mình. Đơn vị truyền tải điện, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển để cấu hình, thiết lập cơ sở dữ liệu trên hệ thống của mình đảm bảo sự tương thích với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển và hệ thống điều khiển của Trung tâm điều khiển (nếu có).

7. Trường hợp hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển có sự thay đổi về công nghệ và được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt sau thời điểm ký Thoả thuận đầu nối dẫn đến phải thay đổi hoặc nâng cấp hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, Cấp điều độ có quyền điều khiển, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp thực hiện các hiệu chỉnh cần thiết để các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tương thích với các thay đổi của hệ thống SCADA. Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm đầu tư, nâng cấp hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway để đảm bảo kết nối tương thích với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

8. Trong quá trình vận hành, khi có nhu cầu nâng cấp, mở rộng hệ thống điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, Đơn vị truyền tải điện và Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm thoả thuận với Cấp điều độ có quyền điều khiển trước khi thực hiện nâng cấp, mở rộng.

9. Yêu cầu danh sách dữ liệu, yêu cầu kỹ thuật của thiết bị đầu cuối RTU/Gateway được quy định cụ thể tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

Điều 33. Nối đất trung tính máy biến áp

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

2. Việc nối đất trung tính máy biến áp phải đảm bảo giá trị của hệ số chạm đất không vượt quá giá trị quy định tại Điều 13 Thông tư này.

Điều 34. 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 vị trí đo đếm chính không nhỏ hơn 0,9 trong trường hợp nhận công suất phản kháng và không nhỏ hơn 0,98 trong trường hợp phát công suất phản kháng.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải cung cấp cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển các thông số về các thiết bị bù công suất phản kháng trong lưới điện của mình (nếu có), bao gồm:

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

b) Nguyên tắc điều chỉnh công suất phản kháng.

Điều 35. Độ dao động phụ tải điện

Tốc độ thay đổi công suất tiêu thụ của Khách hàng sử dụng điện nhận điện trực tiếp từ lưới điện truyền tải trong 01 phút không được vượt quá 10 % công suất tiêu thụ khi đang vận hành ở chế độ bình thường, trừ trường hợp Khách hàng sử dụng điện có thể điều chỉnh nhu cầu sử dụng điện theo yêu cầu hoặc có thỏa thuận khác với Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Điều 36. Hệ thống tự động sa thải phụ tải²³

1. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp với các đơn vị liên quan để thống nhất lắp đặt thiết bị và đảm bảo hoạt động của hệ thống sa thải phụ tải tự động trong hệ thống điện của mình theo tính toán và yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Hệ thống sa thải phụ tải tự động phải được thiết kế, chỉnh định đảm bảo các yêu cầu sau:

a) Độ tin cậy 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 phải tuân thủ mức phân bổ của Cấp điều độ có quyền điều khiển, không được thay đổi trong bất kỳ trường hợp nào nếu không có sự cho phép của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Trình tự khôi phục phụ tải điện phải tuân thủ theo lệnh điều độ của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 37. Yêu cầu đối với Trung tâm điều khiển

1. Yêu cầu kỹ thuật chung

a) Hệ thống giám sát, điều khiển và hệ thống thông tin lắp đặt tại Trung tâm điều khiển phải được trang bị thiết bị để đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy các nhà máy điện, trạm điện do Trung tâm điều khiển thực hiện;

b) Hệ thống giám sát, điều khiển của Trung tâm điều khiển phải có đặc tính kỹ thuật tương thích và đảm bảo kết nối, truyền dữ liệu của các nhà máy điện, trạm điện và thiết bị đóng cắt trên lưới điện ổn định, tin cậy và liên tục về hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

c) Trung tâm điều khiển phải có nguồn điện dự phòng để đảm bảo vận hành bình thường trong trường hợp mất nguồn điện từ hệ thống điện quốc gia.

²³ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 9 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020.

d) ²⁴ Tổng công suất định mức của các nhà máy điện thuộc Trung tâm điều khiển không vượt quá công suất định mức của tổ máy phát điện lớn nhất đang vận hành phát điện trong hệ thống điện quốc gia do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện xác định.

2. ²⁵ Yêu cầu kết nối của Trung tâm điều khiển

a) Yêu cầu về kết nối hệ thống thông tin

- Có một đường truyền dữ liệu kết nối với hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm thống nhất phương thức chia sẻ thông tin;

- Có hai đường truyền dữ liệu (một đường truyền làm việc, một đường truyền dự phòng) kết nối với hệ thống điều khiển và thông tin của nhà máy điện, trạm điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển từ xa;

- Các phương tiện thông tin liên lạc tối thiểu phục vụ công tác điều độ giữa Các cấp điều độ có quyền điều khiển với Trung tâm điều khiển gồm trực thông, điện thoại, DIM, mạng máy tính. Thông tin liên lạc tối thiểu giữa Trung tâm điều khiển với các nhà máy điện, trạm điện gồm trực thông, điện thoại và mạng máy tính.

b) Yêu cầu về kết nối hệ thống SCADA

- Có một kết nối với hệ thống SCADA của Cấp điều độ có quyền điều khiển. Trường hợp có nhiều cấp điều độ có quyền điều khiển, các cấp điều độ có trách nhiệm chia sẻ thông tin;

- Có hai kết nối với thiết bị đầu cuối RTU hoặc Gateway, hệ thống điều khiển của nhà máy điện, trạm điện và thiết bị đóng cắt trên lưới điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển từ xa.

²⁴ Điểm này được bổ sung theo quy định tại khoản 2 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

²⁵ Khoản này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 10 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020, nay được sửa đổi theo quy định tại khoản 2 Điều 1 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

c) Trung tâm điều khiển phải trang bị màn hình giám sát và kết nối với hệ thống camera giám sát an ninh tại nhà máy điện, trạm điện.

3. Nhà máy điện, trạm điện hoặc thiết bị đóng cắt trên lưới điện do Trung tâm điều khiển thực hiện điều khiển, thao tác từ xa phải được trang bị hệ thống giám sát, điều khiển, camera và thông tin viễn thông để truyền, kết nối dữ liệu ổn định, tin cậy và liên tục với Trung tâm điều khiển đáp ứng các yêu cầu tại Khoản 1 và Khoản 2 Điều này.

Mục 3

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN VÀ NHIỆT ĐIỆN

Điều 38. Yêu cầu khả năng huy động, điều khiển công suất tổ máy phát điện

1. ²⁶ Nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, hệ thống AGC đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ điều khiển từ xa công suất tổ máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đối với các nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần sản lượng điện lên hệ thống điện quốc gia, sự cần thiết của việc trang bị hệ thống AGC được các bên thỏa thuận và ghi rõ trong Thảo thuận đầu nối. Yêu cầu kỹ thuật cụ thể về kết nối tín hiệu hệ thống AGC của tổ máy phát điện với hệ thống SCADA/EMS của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện được quy định tại Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA do Cục Điều tiết điện lực ban hành.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy 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 0,9 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại đầu cực của máy phát điện, phù hợp với đặc tính công suất phản kháng của tổ máy.

3. ²⁷ Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng tham gia vào việc

²⁶ Khoản này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 3 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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, Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương, có hiệu lực kể từ ngày 16 tháng 02 năm 2023.

²⁷ Khoản này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 11 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020, nay được sửa đổi theo quy định tại khoản 3 Điều 1 Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống

điều khiển tần số sơ cấp khi tần số lệch ra khỏi dải chết của hệ thống điều tốc và đáp ứng ít nhất 50% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 15 giây đầu tiên, 100% công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy trong 30 giây và duy trì công suất này tối thiểu 15 giây tiếp theo. Công suất điều khiển tần số sơ cấp của tổ máy được tính toán theo độ lệch tần số thực tế, lượng công suất khả dụng còn lại của tổ máy, giới hạn khả năng đáp ứng sơ cấp theo công nghệ của tổ máy và các thông số cài đặt do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện yêu cầu.

4. Trong chế độ vận hành 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 6 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.

5. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng liên tục phát công suất tác dụng định mức trong dải tần số từ 49 Hz đến 51 Hz. Trong dải tần số từ 46 Hz đến dưới 49 Hz và trên 51 Hz, 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. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW hoặc nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện theo quy định tại Bảng 7 như sau:

Bảng 7

*Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện
tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện*

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu	
	Nhà máy thủy điện	Nhà máy nhiệt điện
Từ 46 Hz đến 47,5 Hz	20 giây	Không yêu cầu
Trên 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	03 phút	01 phút

6. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng chịu được mức mất đối xứng điện áp trong hệ thống điện theo quy định tại Điều 7 Thông tư này và

điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

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 đầu nối mà không được phép tách ra khỏi vận hành.

7. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải có khả năng làm việc liên tục ở các chế độ sau:

- a) Tải không cân bằng giữa ba pha từ 10 % trở xuống;
- b) Hệ số đáp ứng của kích từ đối với tổ máy phát điện đồng bộ lớn hơn 0,5 %;
- c) Dòng điện thứ tự nghịch nhỏ hơn 5 % dòng điện định mức.

8.²⁸ Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải duy trì nối lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 mili giây.

Điều 39. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện

1. Hệ thống kích từ của tổ máy phát điện phải đảm bảo cho tổ máy phát điện có thể làm việc với dải hệ số công suất quy định tại Khoản 2 Điều 38 Thông tư này. Hệ thống kích từ phải đảm bảo cho tổ máy phát điện 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 phải được trang bị AVR hoạt động liên tục có khả năng giữ điện áp đầu cực với độ sai lệch không quá $\pm 0,5$ % điện áp định mức trong toàn bộ dải làm việc cho phép của máy phát điện.

3. AVR 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. AVR phải cho phép cài đặt các giới hạn về:

- a) Dòng điện kích từ tối thiểu;
- b) Dòng điện kích từ tối đa.

5. Khi điện áp đầu cực máy phát điện nằm trong dải từ 80 đến 120 % điện áp định mức và tần số hệ thống nằm trong dải từ 47,5 đến 52 Hz, trong thời gian tối đa 0,1 giây hệ thống kích từ tổ máy phát điện phải có khả năng tăng dòng điện và điện áp kích từ tới các giá trị như sau:

- a) Đối với tổ máy phát điện của nhà máy thủy điện: 1,8 lần giá trị định mức;

²⁸ Khoản này bổ sung theo quy định tại khoản 4 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

b) Đối với tổ máy phát điện của nhà máy nhiệt điện: 2,0 lần giá trị định mức.

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 tổ máy phát điện mang tải định mức.

7. Tổ máy phát điện có công suất trên 30 MW phải trang bị thiết bị ổn định hệ thống điện (Power System Stabiliser - PSS) có khả năng làm suy giảm các dao động có tần số trong dải từ 0,1 Hz đến 5 Hz góp phần nâng cao ổn định hệ thống điện. Đơn vị phát điện phải cài đặt, hiệu chỉnh các thông số của thiết bị PSS theo tính toán của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để đảm bảo thiết bị PSS có hệ số suy giảm dao động (Damping ratio) không nhỏ hơn 5%. Đối với các tổ máy phát điện có trang bị thiết bị PSS, Đơn vị phát điện có trách nhiệm đưa thiết bị PSS vào hoạt động theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 40. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện

1. Tổ máy phát điện của nhà máy điện khi đang vận hành phải tham gia vào việc điều chỉnh tần số sơ cấp trong hệ thống điện quốc gia.

2. Tổ máy phát điện của nhà máy điện phải được trang bị hệ thống điều tốc tác động nhanh đáp ứng được sự thay đổi của tần số hệ thống trong điều kiện vận hành bình thường. Hệ thống 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. Hệ thống điều tốc của tổ máy phát điện phải có khả năng chỉnh định giá trị hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh nhỏ hơn hoặc bằng 5 %. Giá trị cài đặt của hệ số tĩnh của đặc tính điều chỉnh do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và xác định.

4. Trừ các tổ máy phát điện đuôi hơi của nhà máy điện chu trình hỗn hợp, giá trị nhỏ nhất có thể đặt được của dải chết hệ thống điều tốc của các tổ máy phát điện phải nằm trong phạm vi $\pm 0,05$ Hz. Giá trị dải chết hệ thống điều tốc của từng tổ máy phát điện sẽ được Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán và xác định trong quá trình đấu nối và vận hành.

5. 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: Từ 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 tổ máy phát điện vận hành trong khu vực lưới điện đang tạm thời bị tách khỏi hệ thống điện truyền tải quốc gia nhưng vẫn tiếp tục cấp điện cho khách hàng thì hệ thống điều tốc máy phát điện phải duy trì được sự ổn định tần số cho khu vực lưới điện đã tách ra.

Điều 41. Khởi động đen

1. Tại các vị trí quan trọng trong hệ thống điện truyền tải, một số nhà máy điện phải có khả năng khởi động đen. Yêu cầu về trang bị khả năng khởi động

đen phải 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 trong hệ thống điện quốc gia phải xây dựng các nhà máy điện có khả năng khởi động đen và phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phát điện trong quá trình thỏa thuận đấu nối để xác định các yêu cầu cụ thể về khởi động đen đối với từng nhà máy điện.

Mục 4

YÊU CẦU KỸ THUẬT ĐỐI VỚI NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ, NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI

Điều 42. Yêu cầu kỹ thuật đối với nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời²⁹

1. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng duy trì vận hành phát công suất tác dụng theo các chế độ sau:

a) Chế độ phát tự do: Vận hành phát điện công suất lớn nhất có thể theo sự biến đổi của nguồn năng lượng sơ cấp (gió hoặc mặt trời);

b) Chế độ điều khiển công suất phát:

Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng giới hạn công suất phát theo lệnh điều độ trong các trường hợp sau:

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên thấp hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất lớn nhất có thể;

- Trường hợp nguồn năng lượng sơ cấp biến thiên bằng hoặc lớn hơn giá trị giới hạn theo lệnh điều độ thì phát công suất đúng giá trị giới hạn theo lệnh điều độ với sai số trong dải $\pm 01\%$ công suất định mức.

2. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số vận hành theo quy định tại Bảng 8 như sau:

²⁹ Điều này đã được sửa đổi theo quy định tại khoản 12 Điều 1 của Thông tư số 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 03 tháng 01 năm 2020, nay được sửa đổi theo quy định tại khoản 4 Điều 1 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

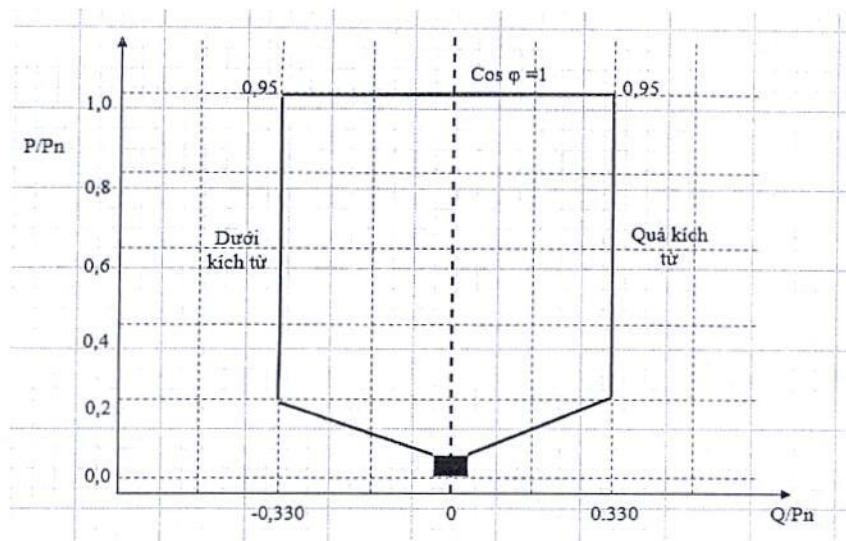
Bảng 8

Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

3. Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng giảm công suất tác dụng theo độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh (droop characteristics) trong dải từ 02 % đến 10 %. Giá trị cài đặt độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh do Cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán và xác định. Quá trình giảm công suất tác dụng này phải ghi nhận bắt đầu suy giảm không muộn hơn 02 giây khi ghi nhận tần số trên 50,5 Hz và phải hoàn thành trong vòng 15 giây.

4. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh công suất phản kháng theo đặc tính như hình vẽ dưới đây và mô tả tại điểm a và điểm b khoản này:



a) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20% công suất tác dụng định mức và điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại phía cao áp của máy biến áp tăng áp của nhà máy hoặc tại điểm đo lường phân tách công suất phản kháng của từng Nhà máy trong trường hợp nhiều

nhà máy cùng nối vào 01 máy biến áp tăng áp ứng với công suất định mức;

b) Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng nhỏ hơn 20% công suất định mức, nhà máy điện có thể giảm khả năng nhận hoặc phát công suất phản kháng phù hợp với đặc tính của nhà máy điện.

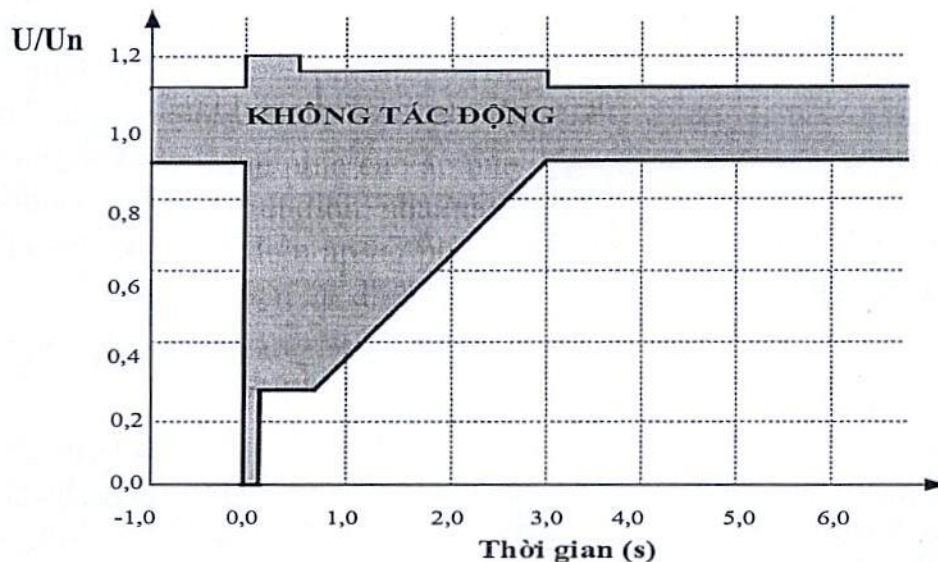
5. Chế độ điều khiển điện áp và công suất phản kháng:

a) Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng điều khiển điện áp và công suất phản kháng theo các chế độ sau:

- Chế độ điều khiển điện áp theo giá trị đặt điện áp, đặc tính độ dốc điều chỉnh điện áp (đặc tính quan hệ điện áp/công suất phản kháng);
- Chế độ điều khiển theo giá trị đặt công suất phản kháng;
- Chế độ điều khiển theo hệ số công suất.

b) Nếu điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải có khả năng điều chỉnh điện áp tại phía hạ áp máy biến áp tăng áp với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức (so với giá trị đặt điện áp) bất cứ khi nào công suất phản kháng của tổ máy phát điện còn nằm trong dải làm việc cho phép và hoàn thành trong thời gian không quá 05 giây.

6. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện tương ứng với dải điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện trong thời gian như sau:



a) Điện áp dưới 0,3 pu, thời gian duy trì tối thiểu là 0,15 giây;

b) Điện áp từ 0,3 pu đến dưới 0,9 pu, thời gian duy trì tối thiểu được tính theo công thức sau:

$$T_{\min} = 4 \times U - 0,6$$

Trong đó:

- $T_{\min}$ (giây): Thời gian duy trì phát điện tối thiểu;

- U (pu): Điện áp thực tế tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện tính theo đơn vị pu (đơn vị tương đối);

c) Điện áp từ 0,9 pu đến dưới 1,1 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện liên tục;

d) Điện áp từ 1,1 pu đến dưới 1,15 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 03 giây;

đ) Điện áp từ 1,15 pu đến dưới 1,2 pu, nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời phải duy trì vận hành phát điện trong thời gian 0,5 giây.

7. Độ mất cân bằng pha, tổng biến dạng sóng hài và mức nhấp nháy điện áp do nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời gây ra tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện không được vượt quá giá trị quy định tại Điều 7, Điều 8 và Điều 9 Thông tư này.

8. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, tự động đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy (AGC) của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ điều khiển từ xa công suất nhà máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

9. Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải duy trì nổi lưới khi tốc độ biến thiên tần số hệ thống điện trong dải từ 0 Hz/giây đến 01 Hz/giây được đo trong khung thời gian 500 miligiây.

10. Khi điện áp tại phía cao áp máy biến áp tăng áp của nhà máy điện nằm ngoài dải $\pm 10\%$ điện áp danh định, nhà máy điện phải có khả năng thiết lập chế độ ưu tiên phát dòng điện phản kháng (khi điện áp thấp) hoặc hút dòng điện phản kháng (khi điện áp cao) để hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình sự cố, dòng điện phản kháng có khả năng thay đổi từ 0 % đến 10 % dòng điện định mức của nhà máy cho mỗi 01 % điện áp thay đổi với sai số không quá 20 % (tốc độ thay đổi do cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán xác định), thời gian hoàn thành đáp ứng không trễ hơn 100 miligiây.

11. Sau khi sự cố được loại trừ và hệ thống điện trở về chế độ vận hành bình thường, nhà máy điện phải đảm bảo:

a) Nhà máy điện phải có khả năng khôi phục công suất tác dụng để quay trở về chế độ vận hành trước sự cố với tốc độ tăng công suất tác dụng không nhỏ hơn 30 % công suất định mức trên 01 giây và không lớn hơn 200 % công suất định mức trên 01 giây;

b) Trường hợp các tổ máy tuabin gió hoặc các inverter của nhà máy điện mặt trời bị ngừng vận hành khi sự cố hệ thống điện duy trì lớn hơn thời gian yêu cầu nổi lưới tối thiểu, quá trình hòa lại của các tổ máy này không được sớm hơn 03 phút sau khi hệ thống điện quay về trạng thái vận hành bình thường và tốc độ khôi phục công suất tác dụng không lớn hơn 10 % công suất định mức trên 01 phút.

12. Nhà máy điện phải duy trì nổi lưới khi điện áp tại phía cao áp máy biến

áp tăng áp của nhà máy điện xuất hiện dao động góc pha điện áp (Phase Swing) tức thời lên đến 20 độ trong khoảng thời gian 100 miligiây mà không bị gián đoạn phát điện hay suy giảm công suất phát.

Mục 5

TRÌNH TỰ THỎA THUẬN ĐẦU NỐI

Điều 43. Trình tự thoả thuận đầu nối

1. Khi có nhu cầu đầu nối mới hoặc thay đổi điểm đầu nối hiện tại, khách hàng có nhu cầu đầu nối phải gửi hồ sơ đề nghị đầu nối cho Đơn vị truyền tải điện.

2. Hồ sơ đề nghị đầu nối bao gồm:

a) Văn bản đề nghị đầu nối, kèm theo các nội dung theo mẫu quy định tại các Phụ lục 1A, 1B, 1C ban hành kèm theo Thông tư này;

b) Các tài liệu kỹ thuật về các trang thiết bị dự định đầu nối hoặc các thay đổi dự kiến tại điểm đầu nối hiện tại;

c) Thời gian dự kiến hoàn thành dự án, số liệu kinh tế - kỹ thuật của dự án đầu nối mới hoặc thay đổi đầu nối hiện tại.

3. Sau khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nối đầy đủ và hợp lệ, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm:

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

b) Chủ trì thực hiện đánh giá ảnh hưởng của việc đầu nối trang thiết bị, lưới điện, nhà máy điện của khách hàng có nhu cầu đầu nối đối với lưới điện truyền tải, bao gồm các nội dung chính sau:

- Tính toán các chế độ xác lập cho lưới điện khu vực đề nghị đầu nối trong giai đoạn 10 năm tiếp theo, bao gồm cả kết quả tính toán các phương án và đánh giá khả năng đáp ứng tiêu chí N-1 của lưới điện truyền tải khu vực;

- Tính toán, đánh giá dòng điện ngắn mạch tại các điểm đầu nối vào lưới điện truyền tải;

- Xác định cụ thể các ràng buộc, hạn chế do đầu nối mới có thể ảnh hưởng đến việc vận hành an toàn, ổn định hệ thống điện truyền tải;

- Đánh giá khả năng đáp ứng các yêu cầu trong vận hành hệ thống điện quy định tại Chương II Thông tư này, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối quy định tại Chương này.

c) Dự thảo Thỏa thuận đầu nối theo mẫu quy định tại Phụ lục 2 ban hành kèm theo Thông tư này, gửi cho khách hàng có nhu cầu đầu nối và Cấp điều độ có quyền điều khiển;

d) Chậm nhất sau 15 ngày làm việc kể từ khi nhận được hồ sơ đề nghị đầu nối đầy đủ và hợp lệ của khách hàng, gửi văn bản đề nghị Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan có ý kiến chính thức về các nội dung chính

sau:

- Đánh giá ảnh hưởng của đầu nối đối với hệ thống điện truyền tải;
- Các nội dung liên quan đến yêu cầu kỹ thuật đối với thiết bị điện tại điểm đầu nối, yêu cầu phục vụ vận hành, điều độ đối với các tổ máy phát điện, yêu cầu về trang bị hệ thống sa thải phụ tải theo tần số đối với khách hàng sử dụng điện để đảm bảo đáp ứng các yêu cầu vận hành và yêu cầu kỹ thuật quy định tại Chương II và Chương V Thông tư này;

- Dự thảo Thỏa thuận đầu nối theo các nội dung được quy định tại Phụ lục Thông tư này.

4. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện để thực hiện đánh giá ảnh hưởng của đầu nối đối với hệ thống điện truyền tải theo các nội dung quy định tại Điểm b Khoản 3 Điều này.

5. Khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các thông tin cần thiết khác cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển để xác định các đặc tính kỹ thuật, yêu cầu kỹ thuật cần thiết khác đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống điện truyền tải.

6. Trong thời hạn 20 ngày làm việc kể từ khi nhận được đề nghị của Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan có trách nhiệm gửi ý kiến góp ý bằng văn bản đối với các nội dung quy định tại Điểm d Khoản 3 và Khoản 4 Điều này cho Đơn vị truyền tải điện.

7. Sau khi nhận được ý kiến góp ý của Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan khác, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm hoàn thiện dự thảo Thỏa thuận đầu nối, thỏa thuận thống nhất với khách hàng có nhu cầu đầu nối các yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối và cùng khách hàng ký Thỏa thuận đầu nối.

8. Thỏa thuận đầu nối được lập thành 04 bản, mỗi bên giữ 02 bản. Đơn vị truyền tải có trách nhiệm gửi 01 bản sao cho Cấp điều độ có quyền điều khiển, và các đơn vị liên quan để phối hợp thực hiện trong quá trình đầu tư xây dựng, đóng điện chạy thử và vận hành chính thức.

9. Thời gian xem xét hồ sơ đề nghị đầu nối, thỏa thuận các nội dung liên quan và ký Thỏa thuận đầu nối thực hiện theo quy định tại Điều 44 Thông tư này.

10. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đầu nối vào lưới điện hoặc thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải khác, khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm thỏa thuận trực tiếp với Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải này. Trước khi thỏa thuận thống nhất với khách hàng có nhu cầu đầu nối về phương án đầu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải sở hữu thiết bị có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển để đảm bảo thiết bị của khách hàng có nhu cầu đầu nối đáp ứng đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật của thiết bị tại điểm đầu nối quy định tại Thông tư này. Các nội dung phát sinh liên quan đến đầu nối mới với khách hàng có nhu cầu đầu nối, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm cập nhật các nội dung này vào

Thỏa thuận đấu nối đã ký với Đơn vị truyền tải điện.

11. Trường hợp đấu nối vào thanh cái cấp điện áp 110 kV hoặc trung áp thuộc các trạm biến áp 500 kV hoặc 220 kV trong phạm vi quản lý của Đơn vị truyền tải điện, trình tự và thủ tục thỏa thuận đấu nối được thực hiện theo quy định từ Khoản 1 đến Khoản 9 Điều này.

Điều 44. 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 9 như sau:

Bảng 9

Thời hạn xem xét và ký Thỏa thuận đấu nối

Các nội dung thực hiện	Thời gian thực hiện	Trách nhiệm thực hiện
Gửi hồ sơ đề nghị đấu nối đầy đủ và hợp lệ		Khách hàng có nhu cầu đấu nối
Xem xét hồ sơ đề nghị đấu nối, chuẩn bị dự thảo Thỏa thuận đấu nối và gửi lấy ý kiến các đơn vị	Không quá 35 ngày làm việc kể từ khi nhận hồ sơ đầy đủ và hợp lệ	Đơn vị truyền tải điện chủ trì, phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị liên quan
Hoàn thiện dự thảo Thỏa thuận đấu nối, thỏa thuận thống nhất và ký kết Thỏa thuận đấu nối	Không quá 20 ngày làm việc kể từ khi nhận được ý kiến góp ý của các đơn vị liên quan	Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối

Mục 6

THỰC HIỆN THỎA THUẬN ĐẤU NỐI

Điều 45. 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 46. ³⁰ Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu

³⁰ Tên điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 5 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống

nổi để chạy thử, nghiệm thu

1. Hồ sơ phục vụ kiểm tra tổng thể điều kiện đóng điện điểm đầu nổi (các tài liệu kỹ thuật có xác nhận của khách hàng có nhu cầu đầu nổi và bản sao các tài liệu pháp lý được chứng thực theo quy định), bao gồm:

a) Các biên bản nghiệm thu từng phần và toàn phần các thiết bị đầu nổi 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 đầu nổi quy định tại Chương này;

b) Tài liệu thiết kế kỹ thuật được phê duyệt và sửa đổi, bổ sung (nếu có) so với thiết kế ban đầu, bao gồm các tài liệu sau:

- Thuyết minh chung, mặt bằng bố trí thiết bị điện;
- Sơ đồ nổi điện chính, sơ đồ nhất thứ một sợi phần điện;
- Sơ đồ nguyên lý, thiết kế của hệ thống bảo vệ, tự động hoá và điều khiển thể hiện rõ các máy cắt, máy biến dòng, máy biến điện áp, chống sét, dao cách ly, mạch logic thao tác đóng cắt liên động theo trạng thái máy cắt;
- Sơ đồ nhị thứ của hệ thống bảo vệ, tự động hóa và điều khiển;
- Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đầu nổi công trình điện của khách hàng với lưới điện truyền tải và thông số của đường dây đầu nổi;
- Các sơ đồ có liên quan khác (nếu có).

c) Các tài liệu về thông số kỹ thuật và quản lý vận hành bao gồm các tài liệu sau:

- Thông số kỹ thuật của thiết bị lắp đặt bao gồm cả thông số của đường dây đầu nổi³¹;
- Tài liệu về hệ thống năng lượng sơ cấp, tài liệu kỹ thuật về hệ thống kích từ, điều tốc, mô hình mô phỏng và tài liệu hướng dẫn mô phỏng của hệ thống kích từ, điều tốc, hệ thống PSS, sơ đồ hàm truyền Laplace cùng các giá trị cài đặt (đối với công trình mới là nhà máy điện);
- Tài liệu hướng dẫn chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá, phần mềm chuyên

điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

³¹ Đoạn này được sửa đổi theo quy định tại khoản 6 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

dụng để giao tiếp và chỉnh định rơ le bảo vệ, các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ từ điểm đầu nối về phía khách hàng;

- Tài liệu hướng dẫn vận hành thiết bị của nhà chế tạo và các tài liệu kỹ thuật có liên quan khác.

d) Tính toán, đề xuất kế hoạch khởi động, chạy thử; đề xuất phương thức 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 nội dung, tài liệu theo quy định tại Khoản 1 Điều này cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện phục vụ lập phương thức đóng điện theo thời hạn sau:

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

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

3. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm lập phương thức đóng điện đưa công trình mới vào vận hành để đảm bảo an toàn, tin cậy cho thiết bị trong hệ thống điện quốc gia. Khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển trong quá trình lập phương thức đóng điện.

4. Chậm nhất 20 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi 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 rơ le bảo vệ, tự động hoá của khách hàng từ điểm đầu nối về phía khách hàng; phiếu chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá 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 rơ le bảo vệ, tự động hoá của khách hàng có nhu cầu đấu nối;

d) Phương thức đóng điện đã thống nhất với khách hàng có nhu cầu đấu nối;

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, thiết bị giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống PSS;

h) Các yêu cầu về trang bị hệ thống công nghệ thông tin, cơ sở hạ tầng cần thiết khác phục vụ vận hành thị trường điện;

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

k) Danh sách các cán bộ liên quan và điều độ viên kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

5. Chậm nhất 20 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải thỏa thuận thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện.

6. Chậm nhất 15 ngày làm việc 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) Lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện đã thỏa thuận thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển;

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 về vận hành an toàn thiết bị đấu nối;

d) Danh sách các nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành, bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm, số điện thoại và số fax liên lạc.

7. Chậm nhất 15 ngày làm việc trước ngày đóng điện điểm đấu nối, khách hàng có nhu cầu đấu nối phải cung cấp cho Cấp điều độ có quyền điều khiển các nội dung quy định tại các Điểm b, c, d Khoản 6 Điều này và cung cấp cho Đơn vị bán buôn điện nội dung quy định tại Điểm a Khoản 6 Điều này.

Điều 47.³² Kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối để chạy thử, nghiệm thu

1. Chậm nhất 05 ngày làm việc trước ngày dự kiến thực hiện đóng điện điểm đấu nối, 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.

2.³³ Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm 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 trang

³² Tên điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 7 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

³³ Khoản này được sửa đổi theo quy định tại khoản 8 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

thiết bị theo Thỏa thuận đầu nối.

3. Trường hợp Đơn vị truyền tải điện thông báo điểm đầu nối hoặc trang thiết bị liên quan đến điểm đầu nối của khách hàng có nhu cầu đầu nối chưa đủ điều kiện đóng điện thì khách hàng có trách nhiệm 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. Trường hợp Cấp điều độ có quyền điều khiển cảnh báo việc đóng điện có nguy cơ ảnh hưởng đến vận hành an toàn, ổn định, tin cậy của hệ thống điện truyền tải hoặc thiết bị của khách hàng thì khách hàng có trách nhiệm phối hợp với Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện để kiểm tra lại nội dung liên quan đến cảnh báo, thống nhất phương án giải quyết và thỏa thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

5. Trường hợp khách hàng có nhu cầu đầu nối nhận thấy việc thực hiện đóng điện công trình điện có khả năng ảnh hưởng đến vận hành ổn định, an toàn thiết bị của khách hàng, khách hàng có trách nhiệm đề xuất với đơn vị có liên quan để phối hợp xử lý và thỏa thuận lại với Đơn vị truyền tải điện thời gian tiến hành kiểm tra lần sau.

6. Đơn vị truyền tải điện, khách hàng có nhu cầu đầu nối và các đơn vị liên quan tham gia kiểm tra có trách nhiệm ký vào Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối.

Điều 48. ³⁴ Đóng điện điểm đầu nối để chạy thử, nghiệm thu

1. Sau khi có Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối xác nhận đủ điều kiện đóng điện, khách hàng có nhu cầu đầu nối có trách nhiệm gửi cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện văn bản đăng ký đóng điện điểm đầu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) ³⁵ Các tài liệu pháp lý và kỹ thuật của công trình:

- Văn bản xác nhận và cam kết của Khách hàng có nhu cầu đầu nối khẳng

³⁴ Tên điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 9 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

³⁵ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 10 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

định các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thử nghiệm, kiểm tra đáp ứng các yêu cầu vận hành, yêu cầu kỹ thuật thỏa thuận tại điểm đấu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;

- Bản sao Biên bản kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đấu nối khẳng định đã đáp ứng đầy đủ các yêu cầu tại Thỏa thuận đấu nối;

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

- Hợp đồng mua bán điện đã ký hoặc thỏa thuận về mua bán, giao nhận điện;

b) Các tài liệu xác nhận công trình đủ điều kiện về vận hành và điều độ bao gồm:

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

- Hệ thống rơ le bảo vệ, tự động hoá, hệ thống điều khiển, kích từ và điều tốc đã được cài đặt, chỉnh định đúng theo các yêu cầu quy định tại Thông tư và của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

- Danh sách nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực, trình độ theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành, bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm, số điện thoại và số fax;

- Phương tiện thông tin điều độ theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành;

- Hoàn thiện kết nối thông tin, tín hiệu đầy đủ với hệ thống SCADA, hệ thống giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển;

- Quy trình phối hợp vận hành đã được thống nhất giữa Đơn vị phát điện với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trường hợp việc đóng điện điểm đấu nối của khách hàng có ảnh hưởng đến chế độ vận hành hoặc phải tách thiết bị trên lưới điện truyền tải ra khỏi vận hành, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đăng ký với Cấp điều độ có quyền điều khiển kế hoạch tách thiết bị thuộc phạm vi quản lý của mình để phối hợp đóng điện điểm đấu nối.

3. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối về thời gian và phương thức đóng điện điểm đấu nối.

4. Đơn vị truyền tải điện và khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp thực hiện đóng điện điểm đấu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

Điều 49. Chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành thiết bị sau điểm đấu nối

1. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu để đưa vào vận hành các thiết bị sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối, 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 Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển khi cần thiết.

2. Trình tự chạy thử, nghiệm thu thực hiện theo quy trình hướng dẫn của nhà chế tạo và các quy định hiện hành (nếu có).

3. Trong thời gian chạy thử, nghiệm thu, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm phối hợp với Đơn vị truyền tải điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển và các đơn vị có liên quan khác để giảm thiểu ảnh hưởng của các thiết bị mới đang được chạy thử, nghiệm thu đến vận hành an toàn, tin cậy hệ thống điện truyền tải quốc gia.

4. Kết thúc quá trình chạy thử, nghiệm thu, khách hàng có nhu cầu đấu nối có trách nhiệm xác nhận và cung cấp đầy đủ các thông tin sau cho Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị truyền tải điện:

a) Thông số kỹ thuật thực tế của các thiết bị điện, đường dây, trạm biến áp, tổ máy phát điện;

b) Kết quả thí nghiệm và thông số cài đặt thực tế của các hệ thống kích từ, hệ thống điều tốc;

c) Các yêu cầu kỹ thuật khác đã được thống nhất trong Thỏa thuận đấu nối.

Trường hợp các thiết bị của khách hàng có nhu cầu đấu nối không đáp ứng các yêu cầu quy định tại Thông tư này và Thỏa thuận đấu nối đã ký, Đơn vị truyền tải điện hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền chưa thực hiện đấu nối nhà máy điện hoặc lưới điện của khách hàng vào lưới điện truyền tải và yêu cầu khách hàng có nhu cầu đấu nối thực hiện các biện pháp bổ sung và khắc phục.

5. ³⁶ Lưới điện, nhà máy điện và các thiết bị điện sau điểm đấu nối của khách hàng có nhu cầu đấu nối chỉ được chính thức đưa vào vận hành sau khi đã có đầy đủ biên bản thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu từng phần, toàn phần và đáp ứng đầy đủ các yêu cầu quy định tại Thông tư này.

Điều 50. Kiểm tra và giám sát vận hành các thiết bị sau khi chính thức

³⁶ Khoản này được sửa đổi, bổ sung theo quy định tại khoản 11 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

đưa vào vận hành

1. Trong quá trình vận hành, Đơn vị truyền tải điện hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển (sau đây gọi là bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung) có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải thực hiện kiểm tra, thử nghiệm, thí nghiệm bổ sung các thiết bị trong phạm vi quản lý của khách hàng cho các mục đích sau:

a) Kiểm tra sự đáp ứng của các thiết bị trong lưới điện, nhà máy điện và tại điểm đấu nối với các quy định tại Thông tư này, quy chuẩn kỹ thuật được phép áp dụng tại Việt Nam và các yêu cầu cụ thể trong Thỏa thuận đấu nối đã ký;

b) Kiểm tra sự tuân thủ các thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện và Thỏa thuận đấu nối đã ký đối với các thiết bị 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, ổn định và tin cậy của hệ thống điện quốc gia;

d) Chuẩn xác và hiệu chỉnh lại các thông số kỹ thuật của các tổ máy phát điện và lưới điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phục vụ tính toán, vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống điện quốc gia.

2. Chi phí thực hiện kiểm tra, thử nghiệm và thí nghiệm bổ sung phải được hai bên thỏa thuận và quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện. Trường hợp chưa quy định trong Thỏa thuận đấu nối hoặc hợp đồng mua bán điện, 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 định tại Thông tư này và quy chuẩn kỹ thuật được áp dụng cho các thiết bị 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, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải báo cáo và được sự cho phép của Cục Điều tiết điện lực 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 15 ngày cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải về nội dung, thời điểm, thời gian kiểm tra và danh sách các cán bộ tham gia kiểm tra. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm phối hợp và tạo điều kiện thuận lợi để bên có yêu cầu kiểm tra bổ sung 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 điện 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, trường hợp thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải tại điểm đấu nối phát sinh các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy cho hệ thống điện truyền tải, Cấp điều độ có quyền điều khiển phải thông báo 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 hệ thống điện truyền tải và yêu cầu thời gian khắc phục các vấn đề kỹ thuật không đảm bảo. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải tiến hành các biện pháp khắc phục và thử nghiệm lại để đưa thiết bị sau điểm đấu nối vào vận hành trở lại theo quy định tại Điều 49 Thông tư này. Trường hợp sau thời gian khắc phục mà vẫn chưa giải quyết được các vấn đề kỹ thuật thì Cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền tách điểm đấu nối và thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải.

6. Đối với mỗi tổ máy phát điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có thể yêu cầu Đơn vị phát điện tiến hành thử nghiệm vào bất kỳ thời gian nào để kiểm chứng một hoặc tổ hợp các đặc tính vận hành mà Đơn vị phát điện đã đăng ký, nhưng không được thử nghiệm một tổ máy phát điện quá 03 (ba) lần trong 01 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 Đơn vị phát điện đã công bố;
- b) Khi Cấp điều độ có quyền điều khiển và Đơn vị phát điện không thống nhất ý kiến về đặc tính vận hành của tổ máy phát điện;
- c) Thử nghiệm, kiểm tra theo yêu cầu của Đơn vị phát điện;
- d) Thử nghiệm về chuyển đổi nhiên liệu.

7. Đơn vị phát điện có quyền tiến hành kiểm tra và thử nghiệm các tổ máy phát điện của mình với mục đích xác định lại các đặc tính vận hành của mỗi tổ máy phát điện sau khi sửa chữa, thay thế, cải tiến hoặc lắp ráp lại. Thời gian tiến hành các thử nghiệm phải thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển.

Điều 51. Thay thế thiết bị tại điểm đấu nối

1. Trong quá trình vận hành, để đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và tin cậy hệ thống điện truyền tải, Cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc Đơn vị truyền tải điện có quyền yêu cầu Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải đầu tư, nâng cấp, thay thế hoặc điều chỉnh các trị số chính định của các thiết bị tại điểm đấu nối và phải thông báo, thống nhất với khách hàng trước khi thực hiện.

2. Trường hợp Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có nhu cầu thay thế, nâng cấp các thiết bị tại điểm đấu nối hoặc lắp đặt bổ sung các thiết bị điện mới có khả năng ảnh hưởng đến chế độ làm việc bình thường 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. Trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ khi nhận được thông báo bằng văn bản của Khách hàng sử dụng lưới

điện truyền tải, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm trả lời bằng văn bản về các đề nghị thay thế, nâng cấp thiết bị tại điểm đầu nối của khách hàng.

3. 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 lý do không chấp thuận đề xuất hoặc các yêu cầu sửa đổi, bổ sung cần thiết đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

4. Toàn bộ thiết bị thay thế, bổ sung tại điểm đầu nối phải được thực hiện kiểm tra, thử nghiệm và nghiệm thu theo quy trình quy định từ Điều 45 đến Điều 50 Thông tư này. Các nội dung về nâng cấp, thay thế hoặc điều chỉnh các trị số chỉnh định của các thiết bị tại điểm đầu nối phải được bổ sung vào Thỏa thuận đầu nối đã ký.

Mục 7

CHUẨN BỊ ĐÓNG ĐIỆN ĐIỂM ĐẦU NỐI ĐỐI VỚI THIẾT BỊ ĐIỆN CỦA ĐƠN VỊ TRUYỀN TẢI ĐIỆN

Điều 52. ³⁷ **Cung cấp hồ sơ cho kiểm tra điều kiện đóng điện điểm đầu nối các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện để chạy thử, nghiệm thu**

1. Hồ sơ phục vụ kiểm tra tổng thể điều kiện đóng điện điểm đầu nối (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 theo quy định), bao gồm:

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

b) Tài liệu hướng dẫn chỉnh định rơ le bảo vệ, tự động hoá, phần mềm chuyên dụng để giao tiếp và chỉnh định rơ le, các trị số chỉnh định rơ le bảo vệ tại điểm đầu nối;

c) Tài liệu và thông số kỹ thuật của các thiết bị được lắp đặt;

d) Sơ đồ nhệ thứ của hệ thống bảo vệ, tự động hóa và điều khiển;

đ) ³⁸ Sơ đồ thể hiện chi tiết phương án đầu nối công trình điện của Đơn vị

³⁷ Tên điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 12 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

³⁸ Điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 13 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số

truyền tải điện và thông số của đường dây đầu nối;

e) Các sơ đồ có liên quan khác (nếu có);

g) Dự kiến kế hoạch đóng điện các hạng mục công trình, lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

2. Chậm nhất 02 tháng trước ngày dự kiến đưa đường dây, trạm điện vào vận hành thử nghiệm lần đầu, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm cung cấp đầy đủ các tài liệu theo quy định tại Khoản 1 Điều này cho Cấp điều độ có quyền điều khiển.

3. Chậm nhất 20 ngày làm việc kể từ khi nhận đủ tài liệu, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm gửi cho Đơn vị truyền tải điện các tài liệu sau:

a) Lịch chạy thử, phương thức đóng điện và vận hành các trang thiết bị điện;

b) Sơ đồ đánh số thiết bị;

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

d) Phiếu chỉnh định rơ le cho các thiết bị rơ le bảo vệ của 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;

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 Điều độ viên, kèm theo số điện thoại và số fax liên lạc.

4. Chậm nhất 20 ngày trước ngày đóng điện điểm đầu nối, Đơn vị truyền tải điện phải thỏa thuận được với Cấp điều độ có quyền điều khiển kế hoạch đóng điện các hạng mục công trình, lịch chạy thử, đóng điện và vận hành.

Điều 53. ³⁹ Đóng điện điểm đầu nối các thiết bị của Đơn vị truyền tải điện để chạy thử, nghiệm thu

1. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm gửi cho Cấp điều độ có quyền điều

30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

³⁹ Tên điều này được sửa đổi theo quy định tại khoản 14 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

khiển văn bản đăng ký đóng điện điểm đầu nối kèm theo các tài liệu sau:

a) ⁴⁰ Các tài liệu về pháp lý và kỹ thuật:

- Văn bản xác nhận và cam kết của Chủ đầu tư khẳng định các thiết bị trong phạm vi đóng điện đã được thử nghiệm, kiểm tra đáp ứng các yêu cầu vận hành, yêu cầu kỹ thuật tại điểm đầu nối và tuân thủ đầy đủ quy định pháp luật;

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

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

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

- Hệ thống rơ le bảo vệ và tự động hoá đã được chỉnh định đúng theo yêu cầu của Cấp điều độ có quyền điều khiển ban hành;

- Danh sách nhân viên vận hành đã được đào tạo đủ năng lực, trình độ theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành, bao gồm họ tên, chức danh chuyên môn, trách nhiệm, số điện thoại và số fax liên hệ;

- Phương tiện thông tin điều độ theo quy định tại Quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành;

- Hoàn thiện kết nối thông tin, tín hiệu đầy đủ với hệ thống SCADA, hệ thống giám sát ghi sự cố, hệ thống PMU và hệ thống thông tin của Cấp điều độ có quyền điều khiển.

2. Trường hợp việc đóng điện điểm đầu nối công trình lưới điện của Đơn vị truyền tải điện có ảnh hưởng đến chế độ vận hành lưới điện, nhà máy điện của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm đăng ký với Cấp điều độ có quyền điều khiển kế hoạch tách thiết bị thuộc phạm vi quản lý của mình. Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải bị ảnh hưởng để phối hợp đóng điện điểm đầu nối.

3. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản đăng ký đóng điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện về thời gian cụ thể đóng điện điểm đầu nối.

⁴⁰ Điểm này được sửa đổi theo quy định tại khoản 15 Điều 2 của Thông tư số 39/2022/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải; 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 và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2019 sửa đổi, bổ sung một số điều Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hệ thống điện truyền tải và 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 16 tháng 02 năm 2023.

4. Đơn vị truyền tải điện có trách nhiệm thực hiện đóng điện điểm đầu nối theo phương thức đã được Cấp điều độ có quyền điều khiển thông báo.

Điều 54. 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 thống nhất với Cấp điều độ có quyền điều khiển về các thay đổi này. Trường hợp việc thay thế, nâng cấp thiết bị của Đơn vị truyền tải điện dẫn đến phải thay đổi thiết bị tại điểm đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải, Đơn vị truyền tải điện phải thông báo bằng văn bản cho khách hàng để phối hợp thực hiện đảm bảo không gây ảnh hưởng đến chế độ vận hành thiết bị điện tại điểm đầu nối của khách hàng.

2. Trường hợp đề xuất của Đơn vị truyền tải điện không được chấp thuận, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thông báo cho Đơn vị truyền tải điện lý do không chấp thuận hoặc các yêu cầu sửa đổi, bổ sung đối với các thiết bị mới dự kiến thay đổi.

3. Các thiết bị thay thế, bổ sung phải được thực hiện theo quy định tại Điều 52 và Điều 53 Thông tư này.

Mục 8

TÁCH ĐẦU NỐI VÀ KHÔI PHỤC ĐẦU NỐI

Điều 55. Quy định chung về tách đầu nối và khôi phục đầu nối

1. Các trường hợp tách đầu nối bao gồm:

- a) Tách đầu nối tự nguyện;
- b) Tách đầu nối bắt buộc.

2. Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải chịu toàn bộ chi phí cho việc tách đầu nối và khôi phục đầu nối.

Điều 56. Tách đầu nối tự nguyện

1. Tách đầu nối vĩnh viễn

a) Các trường hợp tách đầu nối vĩnh viễn Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi hệ thống điện truyền tải và trách nhiệm của các bên liên quan phải được quy định trong hợp đồng mua bán điện và Thoả thuận đầu nối.

b) Khi có nhu cầu tách đầu nối vĩnh viễn ra khỏi hệ thống điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải có trách nhiệm:

- Thông báo bằng văn bản cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển ít nhất 02 tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn trong trường hợp khách hàng không sở hữu các tổ máy phát điện đầu nối vào lưới điện truyền tải;

- Thông báo bằng văn bản cho Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển ít nhất 06 tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối vĩnh viễn trong trường hợp khách hàng sở hữu các tổ máy phát điện đầu nối vào lưới điện truyền tải.

2. Tách đầu nối tạm thời

Khi có nhu cầu tách đầu nối tạm thời ra khỏi hệ thống điện truyền tải, Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải phải thông báo và thỏa thuận với Đơn vị truyền tải điện và Cấp điều độ có quyền điều khiển về thời điểm và thời gian tách đầu nối tạm thời ít nhất 01 tháng trước ngày dự kiến tách đầu nối tạm thời.

Điều 57. Tách đầu nối bắt buộc

1. Đơn vị truyền tải điện hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển có quyền tách đầu nối các thiết bị của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải ra khỏi hệ thống điện truyền tải trong các trường hợp sau:

- a) Theo yêu cầu tách đầu nối của cơ quan nhà nước có thẩm quyền khi Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải vi phạm các quy định của pháp luật;
- b) Các trường hợp tách đầu nối bắt buộc được quy định trong hợp đồng mua bán điện hoặc Thỏa thuận đầu nối;
- c) Trường hợp quy định tại Khoản 5 Điều 50 Thông tư này.

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

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

Điều 58. Khôi phục đầu nối

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

1. Khi có yêu cầu khôi phục đầu nối của cơ quan nhà nước có thẩm quyền hoặc Cục Điều tiết điện lực hoặc Cấp điều độ có quyền điều khiển với điều kiện các nguyên nhân dẫn đến tách đầu nối bắt buộc đã được loại trừ và hậu quả đã được khắc phục.

2. Khi có đề nghị khôi phục đầu nối của Khách hàng sử dụng lưới điện truyền tải trong trường hợp tách đầu nối tạm thời và các khoản chi phí liên quan đã được khách hàng thanh toán.