

TCVN

TIÊU CHUẨN QUỐC GIA

TCVN 14499-3-3:2025

IEC/TS 62933-3-3:2022

Xuất bản lần 1

**HỆ THỐNG LƯU TRỮ ĐIỆN NĂNG –
PHẦN 3-3: HOẠCH ĐỊNH VÀ ĐÁNH GIÁ TÍNH NĂNG
CỦA HỆ THỐNG LƯU TRỮ ĐIỆN NĂNG –
YÊU CẦU BỔ SUNG CHO CÁC ỨNG DỤNG TIÊU THỤ
NHIỀU NĂNG LƯỢNG VÀ NGUỒN ĐIỆN DỰ PHÒNG**

Electrical energy storage (EES) systems –

*Part 3-3: Planning and performance assessment of electrical energy storage
systems – Additional requirements for energy intensive and backup power
applications*

HÀ NỘI – 2025

Mục lục

	Trang
Lời nói đầu.....	4
1 Phạm vi áp dụng.....	7
2 Tài liệu viện dẫn.....	7
3 Thuật ngữ, định nghĩa, từ viết tắt và ký hiệu.....	8
3.1 Thuật ngữ và định nghĩa.....	8
3.2 Từ viết tắt và ký hiệu.....	10
4 Xem xét việc hoạch định và đánh giá tính năng cho hệ thống EES.....	11
5 Cấu trúc và san bằng tải.....	11
5.1 Ứng dụng của hệ thống EES.....	11
5.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện.....	12
5.3 Thiết kế hệ thống EES.....	12
5.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES.....	17
5.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES.....	18
6 Ứng dụng lưới điện cô lập.....	23
6.1 Ứng dụng của hệ thống EES.....	23
6.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện.....	23
6.3 Hoạch định hệ thống EES.....	24
6.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES.....	26
6.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES.....	29
7 Cung cấp điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp.....	31
7.1 Ứng dụng của hệ thống EES.....	31
7.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện.....	31
7.3 Thiết kế hệ thống EES.....	31
7.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES.....	35
7.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES.....	38
Phụ lục A (tham khảo) Các yêu cầu phụ thuộc công nghệ đối với sơ đồ liên kết lưới.....	43
Phụ lục B (tham khảo) Các yêu cầu cụ thể cho hệ thống EES dựa trên pin.....	48
Thư mục tài liệu tham khảo.....	51

TCVN 14499-3-3:2025

Lời nói đầu

TCVN 14499-3-3:2025 hoàn toàn tương đương với IEC 62933-3-3:2022;

TCVN 14499-3-3:2025 do Ban kỹ thuật tiêu chuẩn quốc gia TCVN/TC/E18 *Pin và ắc quy* biên soạn, Viện Tiêu chuẩn Chất lượng Việt Nam đề nghị, Ủy ban Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng Quốc gia thẩm định, Bộ Khoa học và Công nghệ công bố.

Bộ TCVN 14499 (IEC 62933), *Hệ thống lưu trữ điện năng* gồm các tiêu chuẩn sau:

- TCVN 14499-1:2025 (IEC 62933-1:2024), Phần 1: Từ vựng;
- TCVN 14499-2-1:2025 (IEC 62933-2-1:2017), Phần 2-1: Thông số kỹ thuật và phương pháp thử – Quy định kỹ thuật chung;
- TCVN 14499-2-2:2025 (IEC/TS 62933-2-2:2022), Phần 2-2: Thông số kỹ thuật và phương pháp thử – Ứng dụng và thử nghiệm tính năng;
- TCVN 14499-2-200:2025 (IEC/TR 62933-2-200:2021), Phần 2-200: Thông số kỹ thuật và phương pháp thử – Nghiên cứu các trường hợp điển hình của hệ thống lưu trữ điện năng đặt trong trạm sạc EV sử dụng PV;
- TCVN 14499-3-1:2025 (IEC/TS 62933-3-1:2018), Phần 3-1: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Quy định kỹ thuật chung;
- TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023), Phần 3-2: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Yêu cầu bổ sung đối với các ứng dụng liên quan đến nguồn công suất biến động lớn và tích hợp nguồn năng lượng tái tạo;
- TCVN 14499-3-3:2025 (IEC/TS 62933-3-3:2022), Phần 3-3: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Yêu cầu bổ sung cho các ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng và nguồn điện dự phòng;
- TCVN 14499-4-1:2025 (IEC 62933-4-1:2017), Phần 4-1: Hướng dẫn các vấn đề về môi trường – Quy định kỹ thuật chung;
- TCVN 14499-4-2:2025 (IEC 62933-4-2:2025), Phần 4-2: Hướng dẫn các vấn đề về môi trường – Đánh giá tác động môi trường của hồng học pin trong hệ thống lưu trữ điện hóa;
- TCVN 14499-4-3:2025, Phần 4-3: Các yêu cầu bảo vệ đối với hệ thống pin lưu trữ năng lượng theo các điều kiện môi trường;
- TCVN 14499-4-4:2025 (IEC 62933-4-4:2023), Phần 4-4: Yêu cầu về môi trường đối với hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) với pin tái sử dụng;

- TCVN 14499-5-1:2025 (IEC 62933-5-1:2024), Phần 5-1: Xem xét về an toàn đối với hệ thống EES tích hợp lưới điện – Quy định kỹ thuật chung;
- TCVN 14499-5-2:2025 (IEC 62933-5-2:2020), Phần 5-2: Yêu cầu an toàn đối với hệ thống EES tích hợp lưới điện – Hệ thống dựa trên nguyên lý điện hóa;
- TCVN 14499-5-3:2025 (IEC 62933-5-3:2017), Phần 5-3: Yêu cầu an toàn đối với hệ thống EES tích hợp lưới điện – Thực hiện sửa đổi ngoài kế hoạch hệ thống dựa trên nguyên lý điện hóa;
- TCVN 14499-5-4:2025, Phần 5-4: Phương pháp và quy trình thử nghiệm an toàn đối với hệ thống EES tích hợp lưới điện – Hệ thống dựa trên pin lithium ion.

Hệ thống lưu trữ điện năng –

Phần 3-3: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Yêu cầu bổ sung cho các ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng và nguồn điện dự phòng

Electrical energy storage (EES) systems –

Part 3-3: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems –

Additional requirements for energy intensive and backup power applications

1 Phạm vi áp dụng

Tiêu chuẩn này đưa ra các yêu cầu, hướng dẫn và tài liệu tham khảo khi hệ thống EES được hoạch định, điều khiển và vận hành cho các ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng, lưới điện cô lập và cung cấp điện dự phòng. Trong các ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng, hệ thống EES cung cấp các giai đoạn sạc và xả dài ở các mức công suất khác nhau cho lưới điện được hỗ trợ hoặc thiết bị của người dùng. Trong hoạt động độc lập, hệ thống EES cung cấp năng lượng cho lưới điện cô lập và điều phối các hệ thống phát điện khác trong lưới điện cô lập. Trong cung cấp điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp, hệ thống EES cung cấp năng lượng cho lưới điện nội bộ hoặc một tập hợp các tải khẩn cấp khi nguồn cung cấp điện lưới chính không đủ.

2 Tài liệu viện dẫn

Các tài liệu viện dẫn sau đây rất cần thiết cho việc áp dụng tiêu chuẩn. Đối với các tài liệu viện dẫn ghi năm công bố thì áp dụng phiên bản được nêu. Đối với các tài liệu viện dẫn không ghi năm công bố thì áp dụng phiên bản mới nhất, bao gồm cả các sửa đổi (nếu có).

TCVN 14499-2-1 (IEC 62933-2-1), *Hệ thống lưu trữ điện năng – Phần 2-1: Thông số kỹ thuật và phương pháp thử – Quy định kỹ thuật chung*

TCVN 14499-2-2 (IEC/TS 62933-2-2), *Hệ thống lưu trữ điện năng – Phần 2-2: Thông số kỹ thuật và phương pháp thử – Ứng dụng và thử nghiệm tính năng*

TCVN 14499-3-1:2025 (IEC/TS 62933-3-1:2018), *Hệ thống lưu trữ điện năng – Phần 3-1: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Quy định kỹ thuật chung*

TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023), *Hệ thống lưu trữ điện năng – Phần 3-2: Hoạch định và đánh giá tính năng của hệ thống lưu trữ điện năng – Yêu cầu bổ sung đối với các ứng dụng liên quan đến nguồn công suất biến động lớn và tích hợp nguồn năng lượng tái tạo*

IEC 61850-7-420, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources and distribution automation logical nodes (Mạng và hệ thống truyền thông trong tự động hóa hệ thống điện – Phần 7-420: Cấu trúc truyền thông cơ bản – Tài nguyên năng lượng phân tán và các nút logic tự động hóa phân phối)*

IEC/TR 61850-90-9, *Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-9: Use of IEC 61850 for Electrical Energy Storage Systems (Mạng và hệ thống truyền thông trong tự động hóa hệ thống điện – Phần 90-9: Sử dụng IEC 61850 cho Hệ thống lưu trữ năng lượng điện)*

IEC 62933-1:2018¹, *Electrical energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary (Hệ thống lưu trữ điện năng – Phần 1: Từ vựng)*

3 Thuật ngữ, định nghĩa, từ viết tắt và ký hiệu

3.1 Thuật ngữ và định nghĩa

Áp dụng tất cả các thuật ngữ và định nghĩa được đưa ra trong tiêu chuẩn IEC 62933-1.

3.1.1

Nguồn cấp điện dự phòng (backup power supply)

Cung cấp điện cho tất cả các tải nội bộ được kết nối với thiết bị phía người dùng trong một khoảng thời gian xác định mà không cần dựa vào nguồn điện bên ngoài trong trường hợp mất điện lưới.

3.1.2

Khả năng khởi động đen (black start capability)

Khả năng của hệ thống EES để khởi động hệ thống điện (IEV 601-01-01) chỉ với các nguồn năng lượng nội bộ

3.1.3

Thời gian sạc cho phép (allowed charging time)

Khoảng thời gian hệ thống EES được phép sạc hệ thống tích trữ trong chế độ giảm đỉnh tải

3.1.4

Thời gian xả cho phép (allowed discharging time)

Khoảng thời gian hệ thống EES được phép xả từ hệ tích lũy con trong chế độ giảm đỉnh tải

¹ Hệ thống tiêu chuẩn quốc gia đã có TCVN 14499-1:2025 hoàn toàn tương đương với IEC 62933-1:2024.

3.1.5**Hiệu suất sạc xả chu kỳ làm việc** (duty cycle roundtrip efficiency)

Được xác định bằng tỷ lệ năng lượng xả đo được (đo tại POC chính) và năng lượng lưu trữ được từ hệ thống EES (đo tại tất cả các POC chính và phụ) trong các chu kỳ làm việc ở chế độ hoạt động xác định tại các điều kiện hoạt động liên tục với cùng trạng thái sạc cuối cũng như trạng thái sạc ban đầu.

[NGUỒN: IEC 62933-1: 2018, 4.12.1, đã sửa đổi – xoá các chú thích.]

3.1.6**Tải khẩn cấp** (emergency load)

Tập hợp các thiết bị và dụng cụ cần được vận hành trong thời gian mất điện lưới.

3.1.7**Hỗ trợ khẩn cấp** (emergency support)

Cung cấp điện cho các tải khẩn cấp trong một thời gian và khoảng thời gian xác định mà không cần dựa vào nguồn điện bên ngoài trong trường hợp mất điện lưới

3.1.8**Ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng** (energy intensive application)

Ứng dụng hệ thống EES thường không đòi hỏi cao về các tính năng đáp ứng bước nhưng có các giai đoạn sạc và xả dài ở các mức công suất khác nhau.

[NGUỒN: IEC 62933-1: 2018, 3.12, đã sửa đổi – bỏ các thuật ngữ "ứng dụng dài hạn" và "ứng dụng thời gian dài" và bỏ các chú thích.]

3.1.9**Giảm biến động tiêu thụ** (fluctuation reduction of consumption)

Giảm dao động công suất tiêu thụ tại điểm kết nối lưới bằng cách sạc điện cho hệ thống EES từ lưới điện ở các giai đoạn nhu cầu điện năng thấp và xả điện ở hệ thống EES trong các giai đoạn nhu cầu điện năng cao.

3.1.10**Lưới điện cô lập** (islanded grid)

Một phần của hệ thống điện bị ngắt kết nối với phần còn lại của hệ thống điện liên kết nhưng vẫn được cấp năng lượng từ các nguồn điện địa phương

3.1.11**Vận hành độc lập** (islanded operation)

Có chức năng cung cấp điện cho lưới điện cô lập và kiểm soát sự phối hợp với các hệ thống phát điện khác và điện áp và tần số của hệ thống.

3.1.12**Biểu đồ phụ tải** (load profile)

Biểu đồ đường minh họa sự biến đổi của tải trong một khoảng thời gian cụ thể.

3.1.13

Cắt đỉnh (peak shaving)

Hạn chế mức tiêu thụ điện năng từ lưới điện đến một giá trị tối đa bằng cách cung cấp lượng điện năng vượt quá giá trị tối đa từ các nguồn điện năng đang có khác.

3.1.14

Dòng điện xoay chiều danh định (rated AC current)

Dòng điện xoay chiều mà hệ thống EES có thể cung cấp liên tục cho lưới điện và có thể nhận liên tục từ lưới điện mà không vượt quá nhiệt độ hoạt động tối đa của hệ thống EES.

3.1.15

Tự xả (self-discharge)

Hiện tượng hệ thống tích trữ của hệ thống EES mất năng lượng theo những cách khác ngoài việc xả thông qua POC chính

[NGUỒN: IEC 62933-1:2018, 4.12.7, đã sửa đổi – chú thích đã bị xóa.]

3.2 Từ viết tắt và ký hiệu

3.2.1 Từ viết tắt

ACB	Áp tô mát không khí	air circuit breaker
ATS	Thiết bị chuyển mạch tự động	automatic transfer switch
BMS	Hệ thống quản lý pin	battery management system
CVCF	Tần số không đổi điện áp không đổi	constant voltage constant frequency
DER	Tài nguyên năng lượng phân tán	distributed energy resources
DNP	Giao thức mạng phân tán	distributed network protocol
EES	Lưu trữ điện năng	electrical energy storage
EMS	Hệ thống quản lý năng lượng	energy management system
GHG	Khí nhà kính	greenhouse gas
HVAC	Hệ thống sưởi, thông gió và điều hòa không khí	heating, ventilation, and air conditioning
PCS	Hệ thống chuyển đổi năng lượng	power conversion system
PMS	Hệ thống quản lý điện năng	power management system
POC	Điểm đấu nối	point of connection
PV	Quang điện (từ năng lượng mặt trời)	photovoltaics
SOC	Trạng thái sạc	state of charge

SOH	Trạng thái sức khỏe	state of health
TR	Máy biến áp	transformer
UVRT	khả năng duy trì vận hành điện áp thấp	under voltage ride through
VT	Máy biến điện áp	voltage transformer

3.2.2 Ký hiệu

f	tần số
P	công suất tác dụng
Q	công suất phản kháng
S	công suất biểu kiến
Y	Nối hình sao
Δ	Nối hình tam giác

4 Xem xét việc hoạch định và đánh giá tính năng cho hệ thống EES

Điều 4 trình bày các yêu cầu chung và phổ biến cho các ứng dụng khác nhau của hệ thống EES. Phải áp dụng TCVN 14499-3-1 (IEC/TS 62933-3-1). Cũng có thể áp dụng Điều 4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5 Cắt đỉnh và san bằng tải

5.1 Ứng dụng của hệ thống EES

5.1.1 Mục đích chức năng

Hệ thống EES thực hiện việc dịch chuyển năng lượng khả dụng theo thời gian để đạt được sự đồng đều hơn trong mô hình sản xuất và tiêu thụ điện. Do vậy, các đỉnh trong tiêu thụ điện năng và nhu cầu phát điện liên quan được làm mịn, dẫn đến việc giảm phí nhu cầu phía sau công tơ điện bằng cách định thời gian kích hoạt thích hợp của việc phát điện hoặc lưu trữ điện.

CHÚ THÍCH: Tiêu chuẩn này đề cập đến ứng dụng cắt đỉnh và san bằng tải từ góc độ sau công tơ điện.

5.1.2 Các yêu cầu liên quan đến ứng dụng

5.1.2.1 Quy định chung

Trong các ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ, ngoài các yêu cầu độc lập với ứng dụng được liệt kê trong 4.1.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023), các yêu cầu cụ thể cho ứng dụng sau đây phải được xem xét.

5.1.2.2 Yêu cầu cụ thể

Trong các ứng dụng giảm biến động năng lượng, nên xem xét các đề xuất cụ thể cho ứng dụng sau:

- biểu đồ tải;
- thời gian sạc-xả;
- dòng điện xoay chiều danh định;
- hiệu suất chu kỳ làm việc.

5.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện

Áp dụng 4.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.3 Thiết kế hệ thống EES

5.3.1 Cấu trúc của hệ thống EES

Cấu trúc và các thành phần của hệ thống EES được xác định trong 4.3.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023) cũng được áp dụng cho các ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ.

5.3.2 Quy định kỹ thuật và yêu cầu của hệ thống con

Áp dụng 4.3.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

5.3.3 Tích hợp lưới của hệ thống EES

Áp dụng 4.3.4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục A.

5.3.4 Vận hành và điều khiển

5.3.4.1 Tổng quan

Áp dụng 4.3.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây nên được xem xét.

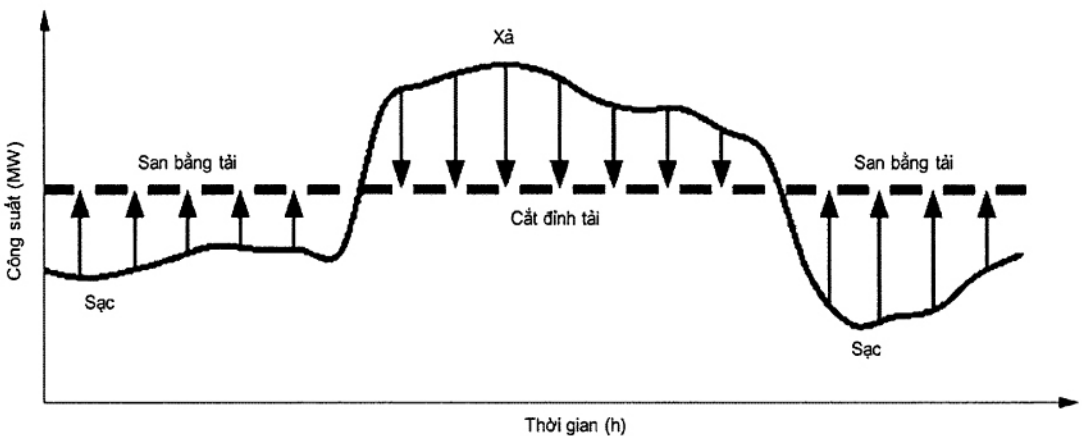
5.3.4.2 Quy định chung

Có ba loại giai đoạn vận hành của hệ thống EES cho các ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ, đó là giai đoạn cao điểm, giai đoạn nhàn rỗi và giai đoạn thấp điểm. Các chế độ hoạt động của hệ thống EES cho mỗi giai đoạn vận hành được liệt kê trong Bảng 1.

Bảng 1 – Chế độ vận hành của hệ thống EES cho ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ

Chế độ vận hành (giai đoạn)	Xả (giai đoạn cao điểm)	Chờ (giai đoạn nhàn rỗi)	Sạc (giai đoạn thấp điểm)
Nguyên tắc	Cố gắng không lấy điện từ lưới điện.	Giảm thiểu tương tác với lưới điện.	Cố gắng không xả vào lưới điện
Phương pháp	Hệ thống EES xả vào lưới điện.	Tránh sạc và xả từ lưới điện vào hệ thống EES.	Hệ thống EES sạc từ lưới điện
Mục đích	Giảm áp lực lên lưới điện trong giai đoạn cao điểm.	Duy trì hoạt động ổn định của lưới điện.	Khôi phục hệ thống EES về SOC được xác định trước. Lưu trữ năng lượng dư thừa từ lưới điện và tăng hiệu suất năng lượng.

Hệ thống EES để cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ có thể được vận hành để cung cấp một hoặc nhiều chu kỳ sạc và xả mỗi ngày. Hình 1 hiển thị các chế độ vận hành và ảnh hưởng của hệ thống EES sử dụng "một lần sạc và một lần xả". Trên Hình 1, đường đứt nét biểu thị công suất đầu vào mục tiêu từ lưới điện và đường liền nét biểu thị tải theo thời gian. Khi mức tải thấp hơn công suất đầu vào yêu cầu trong giai đoạn thấp điểm, hệ thống EES sẽ sạc từ lưới điện. Khi mức tải vượt quá công suất đầu vào yêu cầu trong giai đoạn cao điểm, hệ thống EES thực hiện hoạt động xả.

**Hình 1 – Ví dụ về cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ theo các hoạt động sạc và xả**

5.3.4.3 Chế độ vận hành của hệ thống điều khiển

Các chế độ vận hành của hệ thống EES là sạc, xả và chờ. Các chế độ hoạt động theo thời gian được xác định bởi chu kỳ làm việc. Khi xác định chu kỳ làm việc, các đề xuất sau đây nên được cân nhắc xem xét.

- Hệ thống EES nên được sạc vào thời gian thấp điểm (thường là vào ban đêm), và hệ thống EES nên được chuyển sang chế độ chờ sau khi hệ thống tích trữ được sạc đầy.
- Hệ thống EES có thể được vận hành theo nhiều chu kỳ làm việc khác nhau, chẳng hạn như "một lần sạc và một lần xả", "một lần sạc và hai lần xả", "hai lần sạc và hai lần xả" và nhiều lần sạc và nhiều lần xả". Công suất và thời gian sạc-xả cụ thể của hệ thống EES được thiết lập bởi cơ chế vận hành và cơ chế hoạch định.
- Cơ chế lập lịch quản lý hệ thống EES vào thời gian cao điểm để xả, và thời gian đáp ứng công suất của hệ thống EES không vượt quá thời gian định trước.
- Hệ thống EES có thể tự động nhận đường đồ thị điều độ do hệ thống lưới điện ban hành và hoạt động theo đường kế hoạch sản xuất điện. Độ lệch giữa đường đầu ra thực tế và đường hoạch định cần được xác định trước khi vận hành.

Trong trường hợp đường đồ thị công suất không được lập bởi tổ chức điều độ lưới điện, hệ thống EES nên phân phối thời gian và công suất sạc-xả theo tải và các ràng buộc nội bộ của hệ thống EES.

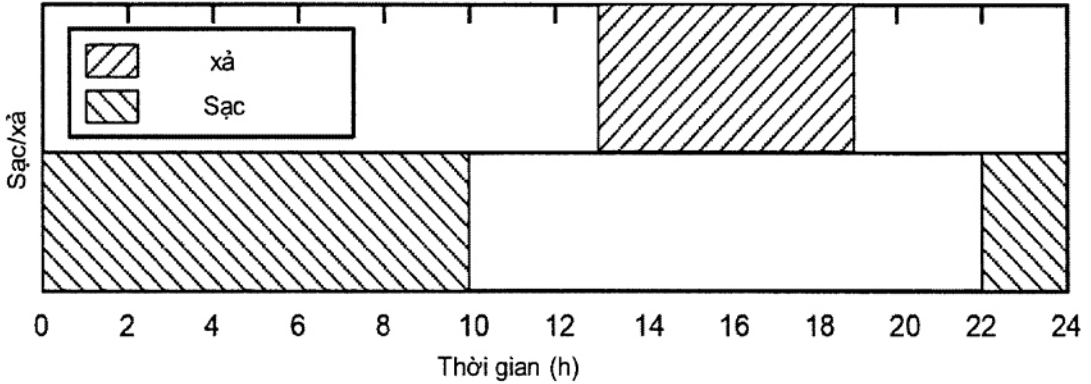
Điều 5.3.4.3 trình bày ví dụ một chu kỳ làm việc cho 1 lần sạc và 1 lần xả, chu kỳ làm việc cho 2 lần sạc và 2 lần xả. Các chu kỳ làm việc khác có thể được sử dụng tùy thuộc vào từng tình huống (được trình bày trong TCVN 14499-2-1 (IEC 62933-2-1) và TCVN 14499-2-2 (IEC/TS 62933-2-2)).

a) Chu kỳ làm việc 1 lần sạc và 1 lần xả

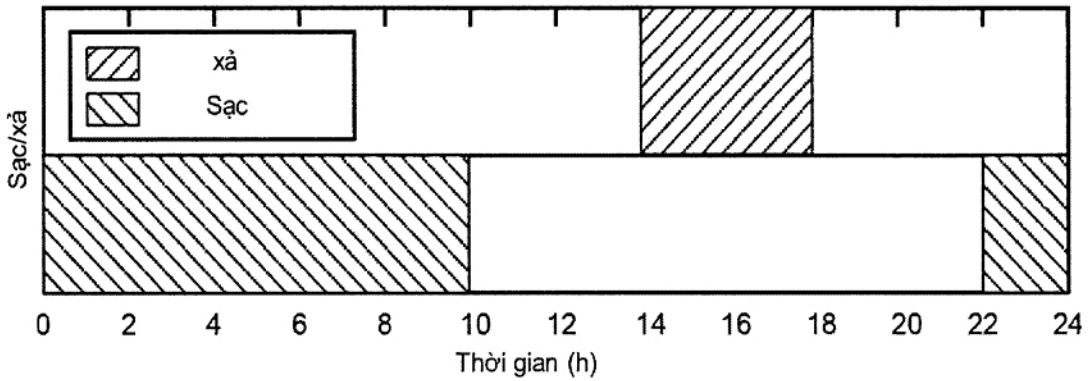
Hình 2 cho thấy ví dụ về các chu kỳ làm việc trong một ngày (từ nửa đêm hôm nay đến nửa đêm hôm sau) với đỉnh vào buổi chiều. Mỗi chu kỳ làm việc bao gồm tổng thời gian sạc là 12 h. Tổng thời gian xả cần thiết và thời gian chờ sau khi sạc và xả cho mỗi chu kỳ làm việc A, B và C là một chu kỳ 24 h. Giai đoạn cao điểm để xả bắt đầu lúc 13:00 đối với chu kỳ làm việc A, 14:00 đối với chu kỳ làm việc B và 15:00 đối với chu kỳ làm việc C. Trước giai đoạn cao điểm, hệ thống EES nên được sạc đến SOC tối đa. Khi vận hành các chu kỳ A, B và C, hệ thống EES sẽ được đưa trở lại cùng SOC như khi bắt đầu chu kỳ làm việc, trong trường hợp này là SOC tối đa. Do đó, mỗi chu kỳ làm việc A, B và C bao gồm một lần xả tiếp theo là chờ, sạc và chờ để đưa hệ thống EES về SOC ban đầu.

- Giai đoạn thấp điểm (chế độ sạc): Trong giai đoạn thấp điểm, hệ thống EES thường được sạc với biểu đồ sạc tuần tự với công suất không đổi-điện áp không đổi để đưa hệ thống tích trữ của hệ thống EES đến giới hạn trên SOC của nó. Biểu đồ chính xác và các điều kiện liên quan được chỉ định bởi nhà sản xuất hệ thống pin.
- Giai đoạn cao điểm (chế độ xả): Trong giai đoạn cao điểm, hệ thống EES được xả ở công suất không đổi cho đến khi đạt đến mức SOC tối thiểu cho công suất xả. Mức SOC tối thiểu được chỉ định bởi nhà điều hành hệ thống EES.
- Giai đoạn nhàn rỗi (chế độ chờ): Trong giai đoạn nhàn rỗi, hệ thống EES không thực hiện hoạt động sạc hoặc xả cho tải bên ngoài của hệ thống EES. Khi hệ thống EES không có POC phụ trợ, giới hạn SOC thấp nhất có thể không được duy trì và vận hành bất kỳ tải hỗ trợ nội bộ cho hệ

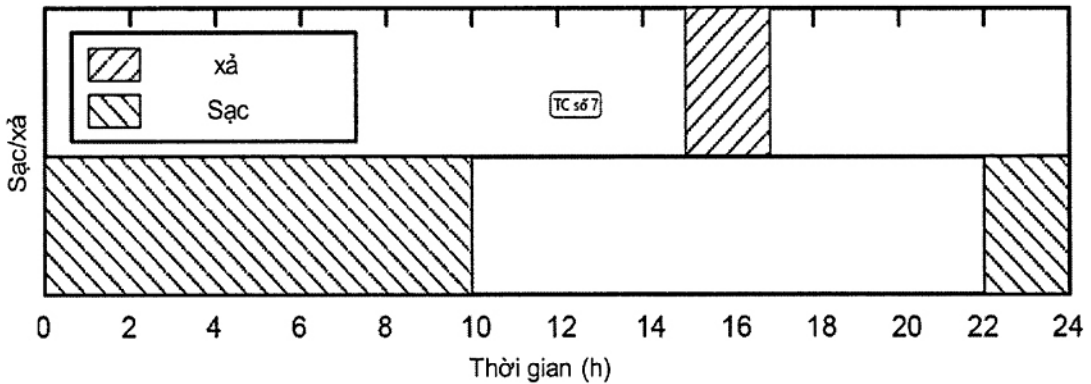
thống EES (ví dụ như hệ thống sưởi, thông gió và điều hòa không khí) tiếp tục hoạt động nhưng tuân thủ yêu cầu kỹ thuật và hướng dẫn vận hành của nhà sản xuất. Quá trình xả của hệ thống EES mà không phục vụ tải bên ngoài hệ thống EES, được phép hoạt động trong giai đoạn nhân rồi.



a) Chu kỳ làm việc cắt đỉnh A, 6h xả



b) Chu kỳ làm việc cắt đỉnh B, 4h xả



c) Chu kỳ làm việc cắt đỉnh C, 2h xả

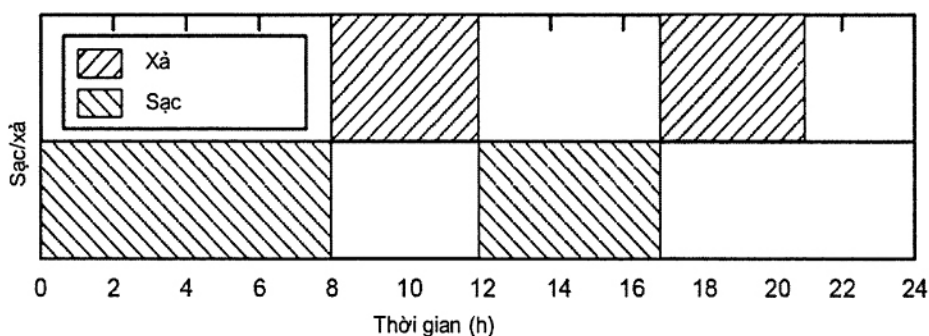
Hình 2 – Chu kỳ làm việc 1 lần sạc và 1 lần xả trong chế độ cắt đỉnh

(Nguồn: TCVN 14499-2-2 (IEC/TS 62933-2-2))

b) Chu kỳ làm việc 2 lần sạc và 2 lần xả

Hình 3 thể hiện ví dụ về chu kỳ làm việc cho một ngày (từ nửa đêm hôm nay đến nửa đêm hôm sau) với đỉnh buổi sáng và đỉnh buổi tối. Chu kỳ làm việc có tổng thời gian sạc là 13 h và tổng thời gian xả là 8 h. Các giai đoạn thấp điểm cần thiết là 00:00 ~ 8:00 và 12:00 ~ 17:00. Các giai đoạn cao điểm cần thiết là 8:00 đến 12:00 và 17:00 đến 21:00. Giai đoạn cao điểm cần thiết và giai đoạn thấp điểm cần thiết được thiết lập bởi nhà điều hành hệ thống EES theo biểu đồ phụ tải đã khảo sát. Giai đoạn nhân rồi diễn ra từ 21:00 đến 00:00, do vậy, tổng thời gian cho mỗi chu kỳ làm việc là một chu kỳ 24 h. Hệ thống EES bắt đầu với một lần sạc lúc 00:00 cho một chu kỳ làm việc. Hệ thống EES sẽ được sạc và xả hai lần một ngày trong cấu hình dung lượng tối ưu, có thể đạt hiệu quả chức năng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ, đồng thời đạt hiệu quả kinh tế.

Khi áp dụng chu kỳ làm việc (được hiển thị trên Hình 3), chu kỳ làm việc có thể không đủ tùy thuộc vào loại hệ thống tích trữ. Ví dụ, trong một hệ thống tích trữ dựa trên pin, hai chu kỳ mỗi ngày với sạc, xả, sạc và xả không có thời gian nghỉ có thể làm giảm tuổi thọ pin. Tùy thuộc vào nhiệt độ của tế bào/mô-đun pin, có thể cần phải đợi một thời gian cho đến khi nhiệt độ giảm xuống dưới mức an toàn giữa mỗi giai đoạn sạc hoặc xả liên tiếp.



Hình 3 – Chu kỳ làm việc 2 lần sạc và 2 lần xả trong chế độ cắt đỉnh

(Nguồn: TCVN 14499-2-2 (IEC/TS 62933-2-2))

5.3.5 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

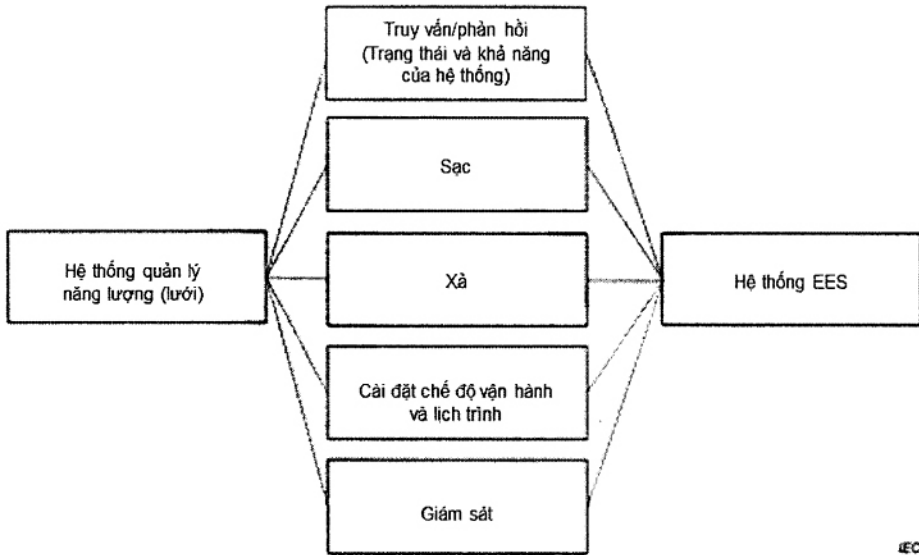
5.3.6 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.3.7 Giao diện truyền thông

Áp dụng 4.3.8 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây nên được xem xét. Các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ khác được xác định trong Phụ lục B.

Một hệ thống EES tương tác, như là nguồn năng lượng phân tán, với lưới truyền tải, phân phối hoặc lưới điện cô lập, nên trao đổi thông tin liên quan với các đơn vị quản lý được xác định trong IEC 61850-7-420 và IEC/TR 61850-90-9. Các quy trình vận hành để trao đổi thông tin được hiển thị trên Hình 4 được trình bày trong IEC/TR 61850-90-9.



Hình 4 – Trường hợp sử dụng trao đổi thông tin giữa lưới và hệ thống EES

(Nguồn: IEC/TR 61850-90-9)

5.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES

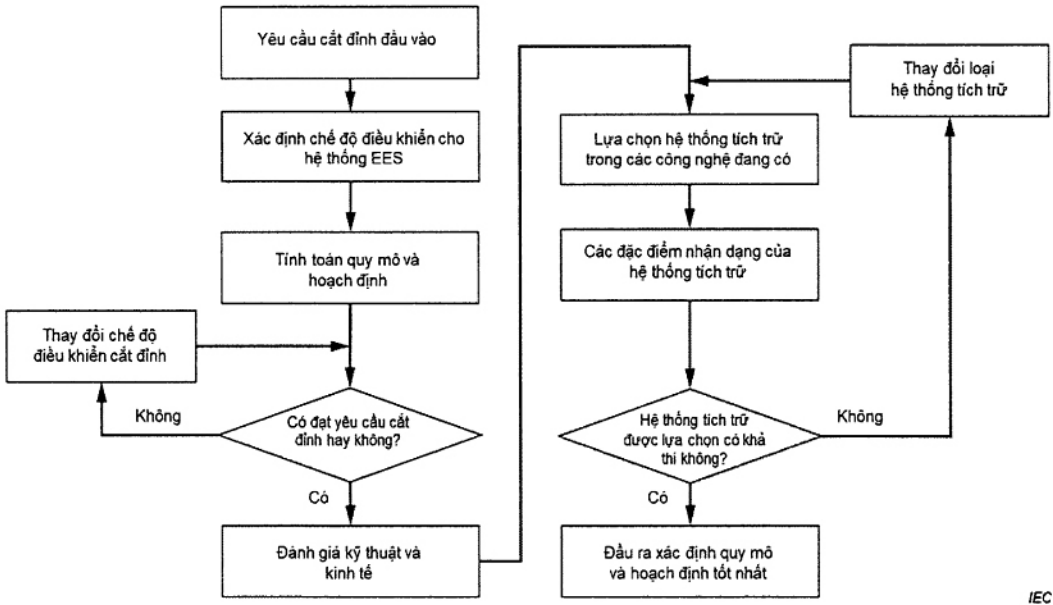
5.4.1 Xác định quy mô

5.4.1.1 Quy định chung

Áp dụng 4.4.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây cần được xem xét.

5.4.1.2 Quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES

Quá trình xác định quy mô và hoạch định chung của hệ thống EES được áp dụng trong các ứng dụng cốt lõi và giảm biến động tiêu thụ được mô tả trên Hình 5.



IEC

Hình 5 – Quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES trong ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động công suất tiêu thụ

5.4.1.3 Yêu cầu về xác định quy mô và hoạch định

Khi thực hiện quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES, các khuyến nghị sau đây cần được đáp ứng:

- ảnh hưởng của các loại công nghệ lưu trữ năng lượng khác nhau lên việc cắt đỉnh/giảm biến động tiêu thụ;
- công suất sạc/xả và dung lượng lưu trữ năng lượng của hệ thống EES;
- các chiến lược điều khiển khác nhau;
- tuổi thọ của hệ thống tích trữ, các đặc tính sạc-xả và các chu kỳ sạc-xả tối ưu.

Việc xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES phải được thiết lập theo công suất và chế độ hoạt động của hệ thống tích trữ. Quy mô ban đầu của hệ thống tích trữ có thể được cấu hình từ 5 % đến 20 % công suất của máy biến áp kết nối hệ thống EES và lưới điện, và sau đó được xác định sau khi tính toán.

5.4.2 Đặc tính và các hạn chế của hệ thống EES

Áp dụng 4.4.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES

5.5.1 Lắp đặt

Áp dụng 4.5.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.5.2 Đánh giá tính năng

Áp dụng 4.5.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.5.3 Vận hành và điều khiển

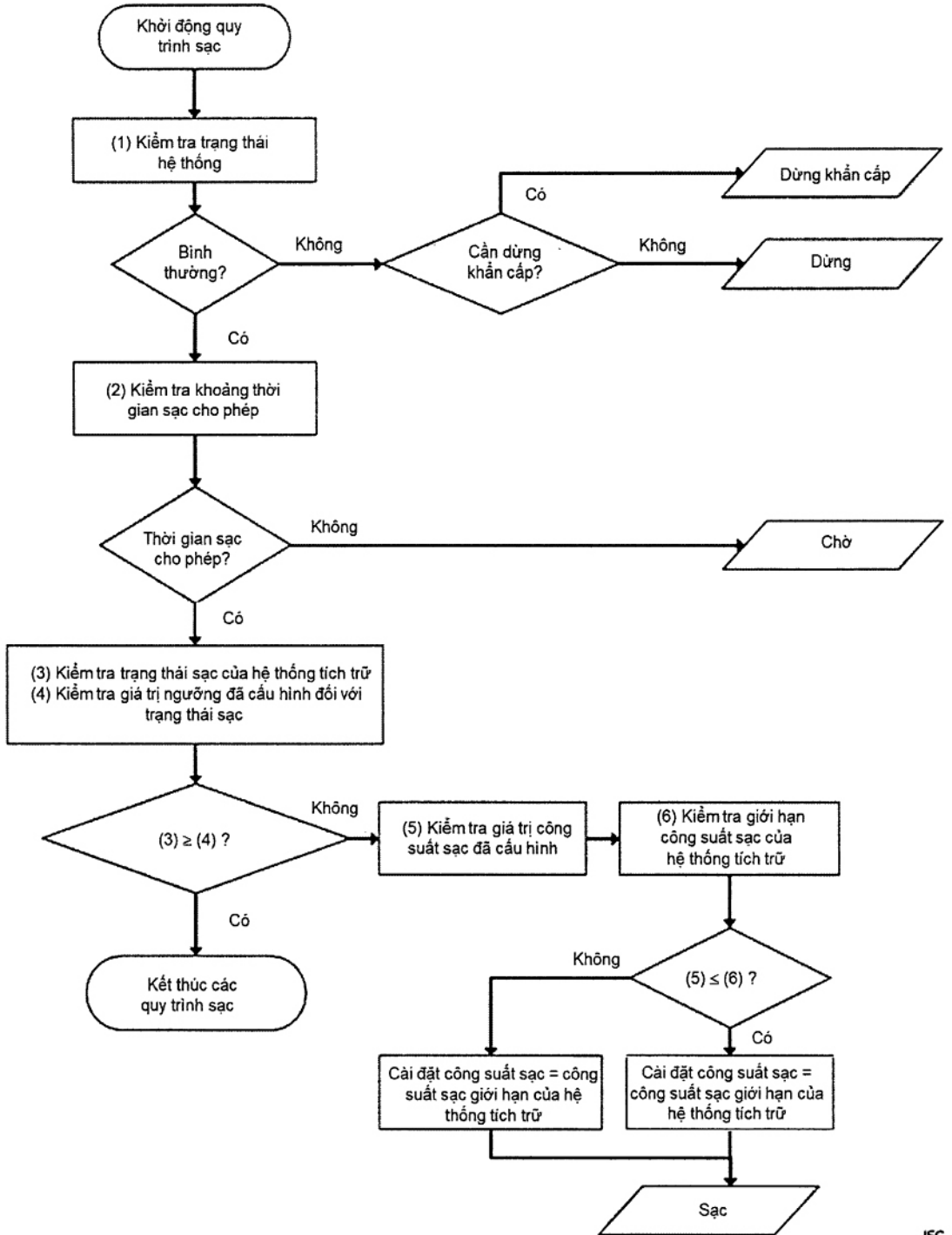
5.5.3.1 Quy định chung

Áp dụng 4.5.4 của tiêu chuẩn TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây nên được xem xét. Các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

5.5.3.2 Quá trình điều khiển hệ thống EES

Hệ thống EMS xác định trạng thái làm việc của hệ thống EES bằng cách dự đoán nhu cầu phụ tải (MW) và giá trị công suất tức thời (MW) của lưới điện, đồng thời tính toán công suất sạc-xả của hệ thống EES trong các trạng thái khác nhau được xác định trong Bảng 1. Ví dụ về quá trình điều khiển của hệ thống EES để sạc trong quá trình san bằng đỉnh và giảm biến động tiêu thụ được thể hiện trên Hình 6. Các mô tả bổ sung cho các quy trình được đánh số trên Hình 6 như sau.

- 1) Trong quá trình kiểm tra trạng thái hệ thống trong (1), các chức năng của bảng phân phối, hệ thống chuyển đổi năng lượng, hệ thống tích trữ, hệ thống điều hòa không khí và thông gió, hệ thống chữa cháy và chức năng dừng khẩn cấp cần được kiểm tra.
- 2) Khoảng thời gian sạc cho phép trong (2) được xác định bằng cách kiểm tra khoảng thời gian sạc cho phép, thời gian sạc đã cấu hình hoặc khoảng thời gian ngoài giờ cao điểm.
- 3) Giá trị ngưỡng đã cấu hình cho trạng thái sạc trong (4) phụ thuộc vào loại hệ thống tích trữ. Ví dụ, SOC 95% có thể là ngưỡng trong hệ thống tích trữ dựa trên pin.
- 4) Giá trị công suất sạc đã cấu hình trong (5) có thể được thiết lập theo lịch trình thời gian sạc.
- 5) Giới hạn công suất sạc trong (6) được xác định bởi các đặc tính của hệ thống tích trữ.



Hình 6 – Trình tự của hoạt động sạch trong ứng dụng cố định

Ví dụ về quá trình điều khiển hệ thống EES để xả trong ứng dụng cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ được thể hiện trên Hình 7. Mô tả bổ sung cho các quy trình được đánh số như sau.

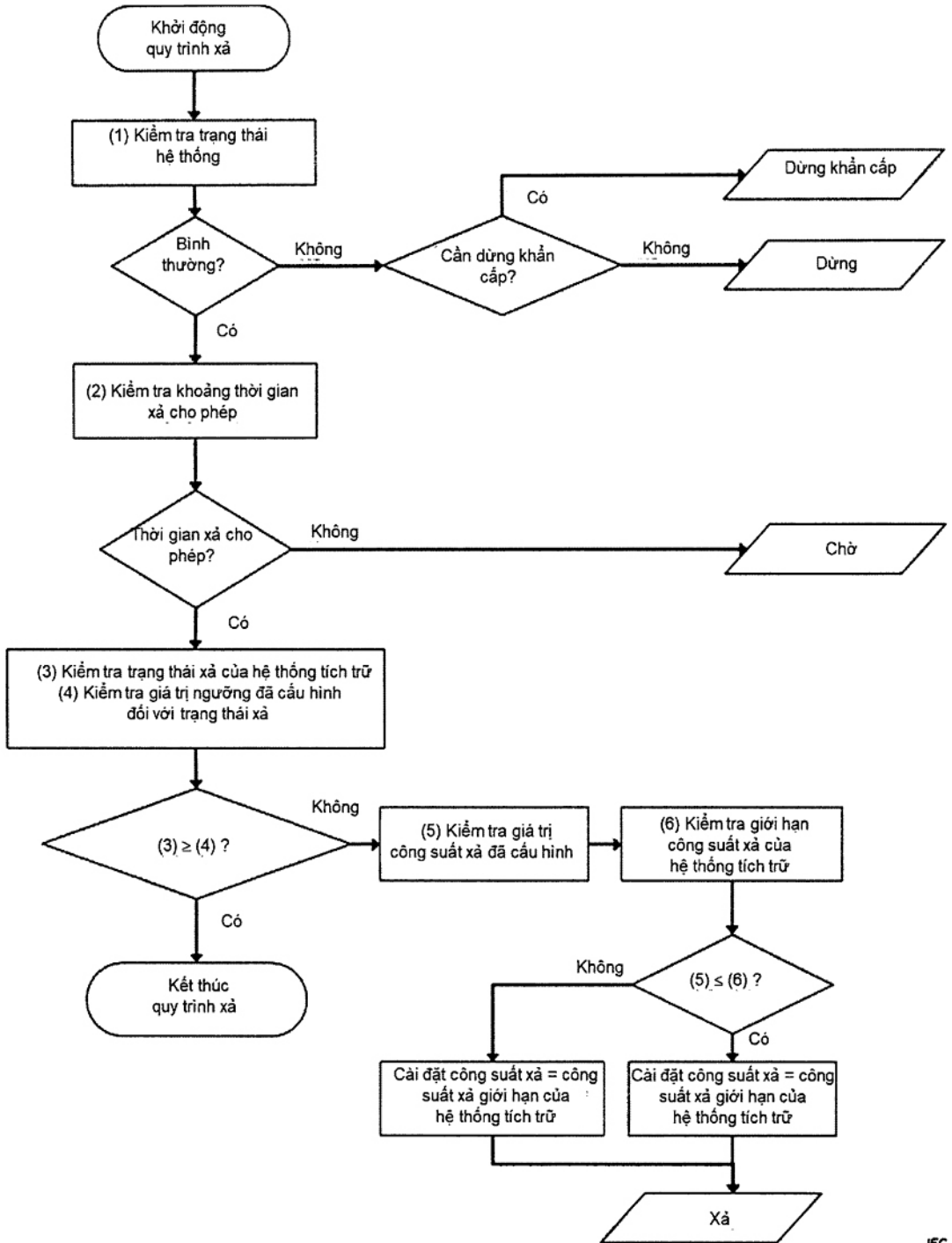
a) Trong quá trình kiểm tra trạng thái hệ thống ở (1), các chức năng của bảng phân phối, hệ thống chuyển đổi điện năng, hệ thống tích trữ, hệ thống điều hòa không khí và thông gió, hệ thống chữa cháy và dừng khẩn cấp cần được kiểm tra.

b) Khoảng thời gian xả cho phép trong (2) được xác định bằng cách kiểm tra khoảng thời gian xả cho phép, thời gian xả được cấu hình, giai đoạn cao điểm hoặc chức năng cắt đỉnh thời gian thực.

c) Giá trị ngưỡng được cấu hình cho trạng thái xả trong (4) phụ thuộc vào loại hệ thống tích trữ. Ví dụ, SOC 5 % có thể là ngưỡng trong hệ thống tích trữ dựa trên pin.

d) Giá trị công suất xả được cấu hình trong (5) có thể được thiết lập theo lịch trình thời gian xả hoặc chức năng cắt đỉnh thời gian thực.

e) Giới hạn công suất xả trong (6) được xác định bởi các đặc tính của hệ thống tích trữ.



Hình 7 – Trình tự của hoạt động xả trong ứng dụng cắt đỉnh

Khi quá trình sục hoặc xả đang diễn ra và các điều kiện sau đây xảy ra, việc sục và xả cần được giới hạn theo Bảng 2.

Bảng 2 – Điều kiện giới hạn sạc/xả

Điều kiện giới hạn sạc/xả	
Giới hạn tối thiểu và tối đa của SOC	Khi SOC thực tế đạt đến giá trị ngưỡng tối đa hoặc tối thiểu đã cấu hình, bất kỳ đầu vào hoặc đầu ra năng lượng nào sẽ được đặt tương ứng về không.
Giới hạn dòng điện/công suất sạc và xả của hệ thống tích trữ	Khi mức công suất hoặc dòng điện sạc/xả thực tế vượt quá giá trị ngưỡng tối đa đã cấu hình, phải ngăn ngừa sự gia tăng bất kỳ về giá trị.

5.5.4 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 và 4.5.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

5.5.5 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 và 4.5.6 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6 Ứng dụng lưới điện cô lập

6.1 Ứng dụng của hệ thống EES

6.1.1 Mục đích chức năng

Trong một lưới điện cô lập, hệ thống EES cung cấp và lưu trữ điện năng. Hệ thống EES cũng hỗ trợ và kiểm soát điện áp và tần số của lưới điện đó phối hợp với các hệ thống phát điện phụ trợ.

CHÚ THÍCH: Trong ứng dụng lưới điện cô lập, năng lượng được cung cấp trong một thời gian dài. Do đó, ứng dụng lưới điện cô lập có thể được phân loại là ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng.

6.1.2 Các yêu cầu liên quan đến ứng dụng

Trong các ứng dụng lưới điện cô lập, các yêu cầu ứng dụng được liệt kê trong 4.1.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023) phải được xem xét.

6.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện

6.2.1 Thông số lưới tại POC dự định

EES phải đảm bảo rằng các mức hiệu suất liên quan của lưới điện cô lập được đáp ứng và do đó tất cả các tải điện được kết nối có thể hoạt động bình thường. Điều 6.2 áp dụng cho các yêu cầu tương tự như các yêu cầu được chỉ ra trong 4.2.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.2.2 Điều kiện dịch vụ

Áp dụng 4.2.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.2.3 Yêu cầu và hạn chế của nhà vận hành lưới điện hoặc hệ thống

Áp dụng 4.2.4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.2.4 Tiêu chuẩn và quy định địa phương

Áp dụng 4.2.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.3 Hoạch định hệ thống EES

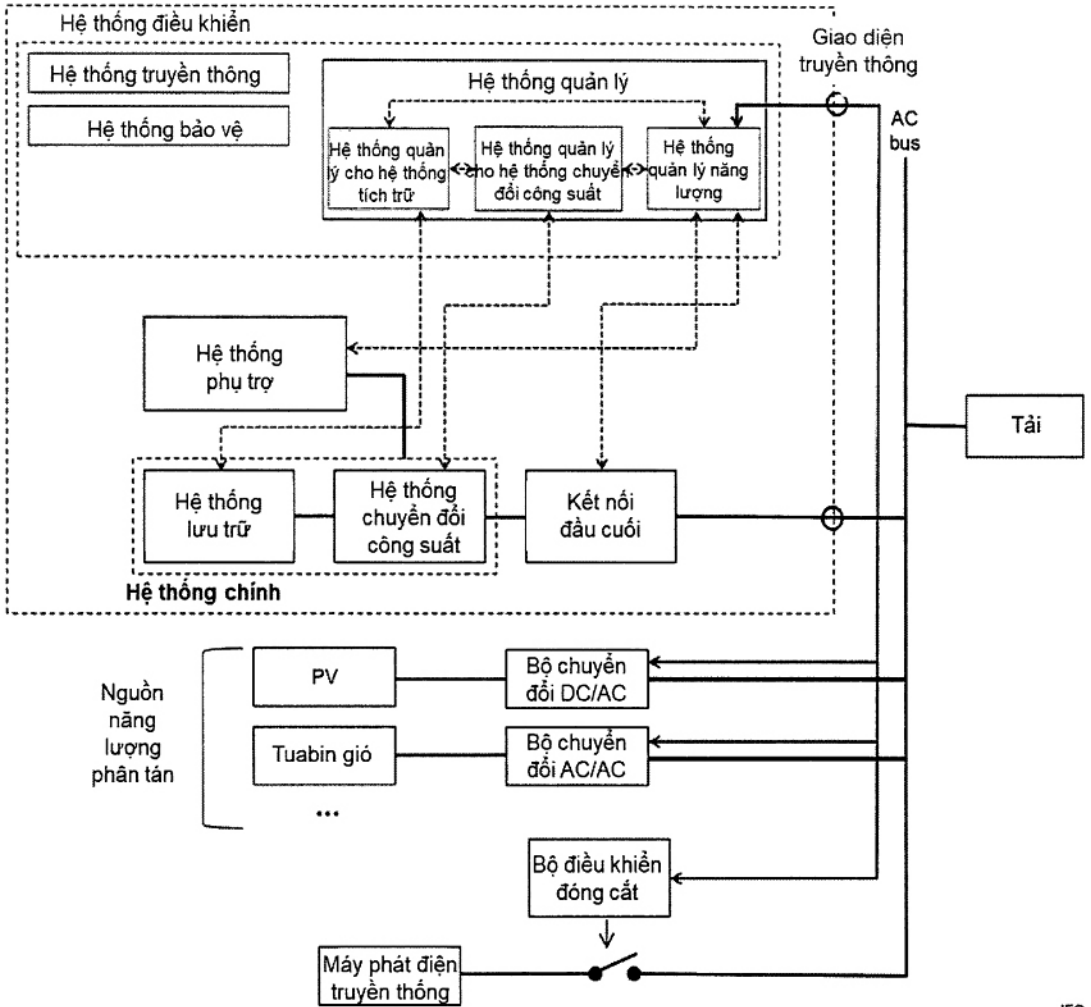
6.3.1 Cấu trúc của hệ thống EES

Cấu trúc và các thành phần của hệ thống EES được xác định trong 4.3.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023) cũng được áp dụng cho ứng dụng lưới điện cô lập. Ngoài ra, còn có những cân nhắc bổ sung. Hệ thống EES cho ứng dụng lưới điện cô lập có thể được lắp đặt kết hợp với các nguồn năng lượng phân tán (DER) như PV, tuabin gió, v.v., để cải thiện hiệu quả của ứng dụng lưới điện cô lập. Việc cung cấp điện có thể không ổn định do tính gián đoạn của các nguồn năng lượng tái tạo nếu không có các nguồn năng lượng bổ sung như máy phát điện và hệ thống EES. Hệ thống EES có thể giảm thiểu sự phát điện không liên tục.

Ví dụ về một cấu hình của hệ thống EES kết hợp với DER được hiển thị trên Hình 8. Hệ thống EES và DER được kết nối với một thanh cái AC chung. Trong cấu hình này, PV và tuabin gió được liệt kê là DER, nhưng các nguồn năng lượng khác cũng có thể được xem xét. Các nguồn năng lượng chính của lưới điện cô lập là DER, hệ thống EES và máy phát điện thông thường được lắp đặt để cung cấp điện khi xảy ra tình trạng thiếu hụt điện năng đầu ra của DER và hệ thống EES.

Trong lưới điện cô lập, hệ thống EES có thể được sử dụng để hỗ trợ cung cấp điện ổn định bằng cách sử dụng năng lượng tái tạo. Thông thường, người ta lắp đặt một máy phát điện truyền thống trong lưới điện cô lập để cung cấp điện trong trường hợp thiếu hụt điện năng từ nguồn năng lượng tái tạo do nguyên nhân khách quan từ môi trường.

DER và hệ thống EES được kết nối với thanh cái AC có thể kiểm soát công suất đầu ra để đáp ứng với những thay đổi tải. Các hệ thống điều khiển trong hệ thống EES và DER được kết nối với hệ thống quản lý năng lượng (EMS) thông qua các giao diện truyền thông. Đa dạng các giao thức truyền thông khác nhau giữa hệ thống điều khiển, DER và EMS có thể được sử dụng và các yêu cầu đối với giao diện truyền thông được trình bày trong 4.3.8 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023), cũng như trong 5.3.7 và 6.3.7 của tiêu chuẩn này. Mỗi thiết bị được kết nối với EMS thông qua mạng truyền thông, do đó EMS có thể thực hiện điều khiển tối ưu khi xảy ra thay đổi tải hoặc biến động phát điện của DER. Khi sản lượng điện thấp hơn tải, EMS sẽ gửi tín hiệu đến bộ điều khiển chuyển mạch để khởi động và kết nối máy phát điện thông thường với thanh cái AC. Cấu hình này cho phép dễ dàng mở rộng công suất và kết nối với DER từ xa.



Hình 8 – Ví dụ về cấu hình áp dụng cho hệ thống EEC trong lưới độc lập bao gồm các nguồn năng lượng phân tán

6.3.2 Quy định kỹ thuật hệ thống con

Áp dụng 4.2.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

6.3.3 Tích hợp lưới của hệ thống EES

Áp dụng 4.3.4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục A. Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây cần được xem xét.

Một vấn đề an toàn quan trọng trong lưới điện cô lập là việc đình dòng ngắn mạch hoặc dòng sự cố, chủ yếu được tạo ra bởi các bộ chuyển đổi điện tử, bị giới hạn. Mức dòng điện ngắn mạch thường có cùng độ lớn với mức dòng điện liên tục danh định. Tùy thuộc vào thiết kế của sơ đồ phát hiện sự cố, mà các sự cố có thể không được phát hiện được và sau đó hành động ngắt của các thiết bị bảo vệ (ví dụ như

ápôtômát) không phải lúc nào cũng được đảm bảo. Do đó, cần đặc biệt chú ý đến mức quá dòng và sơ đồ thiết kế bảo vệ ngắn mạch trong giai đoạn hoạch định và thiết kế.

6.3.4 Vận hành và điều khiển

Áp dụng 4.3.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.3.5 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.3.6 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.3.7 Giao diện truyền thông

Áp dụng 4.3.8 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

6.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES

6.4.1 Xác định quy mô

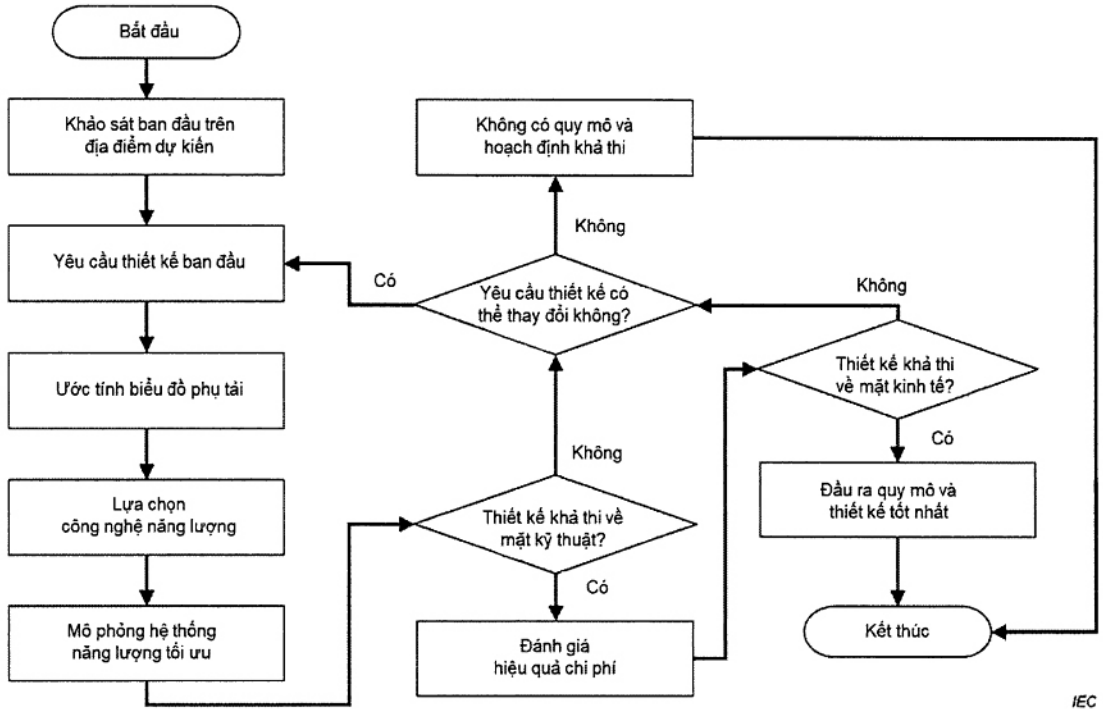
6.4.1.1 Quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES

Quá trình xác định quy mô và hoạch định chung của hệ thống EES được áp dụng trong các ứng dụng lưới điện cô lập được mô tả trên Hình 9. Sau khi khảo sát ban đầu về địa điểm mục tiêu, các khía cạnh kỹ thuật và yêu cầu của hoạch định hệ thống năng lượng được xem xét, để xác định hoạch định tối ưu. Khi hoạch định mô phỏng khả thi về mặt kỹ thuật, giá trị của hiệu suất năng lượng và quản lý nhu cầu được xác định trong quy trình đánh giá hiệu suất năng lượng và tải. Sau đó, một quy trình đánh giá kinh tế hoạch định được thực hiện để xác định xem nó có khả thi về mặt kinh tế hay không. Nếu hoạch định được xác định là không khả thi về mặt công nghệ hoặc kinh tế, quá trình xác định quy mô và hoạch định sẽ được lặp lại với các yêu cầu đã thay đổi. Nếu không có hoạch định nào khả thi, thì vấn đề liên quan sẽ được xác định và báo cáo. Nếu một mô hình hoạch định là khả thi, nó sẽ được trình bày trong báo cáo đầu ra.

Quá trình yêu cầu hoạch định đầu vào bao gồm hai loại ràng buộc: cố định và biến đổi. Các ràng buộc cố định chỉ ra các yêu cầu không linh hoạt chẳng hạn như các ràng buộc vật lý bao gồm dữ liệu địa lý hoặc yêu cầu cụ thể theo từng trường hợp đối với độ tin cậy dự kiến. Các ràng buộc biến đổi chỉ ra tất cả các ràng buộc linh hoạt và có thể thay đổi trong các điều kiện nhất định, chẳng hạn như khả năng thâm nhập của năng lượng tái tạo, giảm thiểu phát thải khí nhà kính (GHG) và chi phí hoạch định.

Trong quy trình ước tính biểu đồ phụ tải, cần xem xét hiệu suất năng lượng, quản lý nhu cầu điện và nhu cầu trong tương lai. Trong quy trình lựa chọn công nghệ năng lượng, các nguồn năng lượng sẵn có, yêu cầu năng lượng và công nghệ lưu trữ năng lượng cần được xem xét. Các nguồn năng lượng sẵn có có thể bao gồm cả nguồn tái tạo và nguồn thông thường (ví dụ: dầu diesel, xăng, khí tự nhiên, v.v.). Các

nguồn năng lượng phải tương thích với biểu đồ nhu cầu. Yêu cầu năng lượng xác định xem có bất kỳ ràng buộc hoặc yêu cầu nào loại trừ hoặc giới hạn các công nghệ năng lượng sẵn có hay không. Ví dụ có thể là một ràng buộc địa lý trong đó chỉ có một khu vực hạn chế có thể được sử dụng cho các tấm pin PV (chỉ cho phép lắp đặt các tấm pin PV trên mái nhà). Một khía cạnh quan trọng trong giai đoạn hoạch định lưới điện cô lập là xem xét các công nghệ hệ thống tích trữ, đặc biệt là với việc xem xét khả năng thâm nhập đáng kể của năng lượng tái tạo.



Hình 9 – Ví dụ quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES áp dụng trong ứng dụng lưới độc lập

Khi hệ thống EES được sử dụng cho ứng dụng lưới điện cô lập, các thông tin sau đây cần được xác định và xem xét:

- khảo sát địa điểm lưới điện cô lập theo kế hoạch, bao gồm các loại DER, biểu đồ dự báo tải, thiết bị cho địa điểm, v.v.;
- vị trí, kích thước và cấu hình của thiết bị điều chỉnh điện áp, lò phản ứng, thiết bị bảo vệ và máy biến áp;
- khả năng tự khởi động, chịu điện áp bất thường và duy trì vận hành với các dải tần số của hệ thống lưới điện cô lập;
- dải chấp nhận được của điện áp, tần số và sóng hài;
- hệ thống giám sát và các yêu cầu;
- tốc độ thay đổi tần số tối đa chấp nhận được đối với nguồn điện được cung cấp;

- mất cân bằng điện áp chấp nhận được tại một điểm cụ thể trong hệ thống;
- giới hạn ổn định động chấp nhận được;
- thông số đặc trưng và loại thiết bị chuyển mạch;
- thiết bị bảo vệ và cài đặt;
- xem xét để mở rộng trong tương lai;
- phân tích tải bao gồm chi tiết ba pha, biểu đồ lịch sử tải, thành phần khách hàng, các phụ tải tập trung lớn như động cơ và biểu đồ phụ tải dự báo.

Thông tin này là đủ để phát triển một mô hình kỹ thuật nhằm hiểu rõ cần bao nhiêu công suất sản xuất để đáp ứng tải của lưới điện cô lập. Nếu công suất của DER trong lưới điện cô lập theo kế hoạch không đủ để đáp ứng toàn bộ tải, có thể cần các kế hoạch cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ. Điều này bao gồm việc xác định các tải quan trọng và không quan trọng. Việc lắp đặt máy phát điện khẩn cấp và công tắc chuyển nguồn tự động có thể được xác định quy mô để hỗ trợ các tải quan trọng.

Lưới điện cô lập phải được hoạch định để cung cấp các yêu cầu về công suất tác dụng và phản kháng của các phụ tải trong lưới điện cô lập và phục vụ phạm vi điều kiện hoạt động của phụ tải. Thiết bị trong lưới điện cô lập phải có khả năng điều chỉnh tần số và điện áp của lưới điện trong phạm vi hoạch định. Thiết bị điều chỉnh điện áp trong lưới điện cô lập có thể được sửa đổi về chức năng vì các yêu cầu chức năng đối với hệ thống lưới điện cô lập có thể khác với hệ thống kết nối lưới điện.

6.4.1.2 Các yêu cầu về xác định quy mô và hoạch định

Khi xác định quy mô của lưới điện cô lập, cần xem xét một biên độ dự trữ là một hàm của hệ số tải, độ lớn của tải, hình dạng tải, yêu cầu về độ tin cậy của tải và độ khả dụng của DER. Để cân bằng tải và phát điện trong lưới điện cô lập, có thể sử dụng nhiều sơ đồ điều khiển tải khác nhau. Chức năng này bao gồm cắt đỉnh và giảm biến động tiêu thụ khi DER không thể phục vụ tất cả các phụ tải được kết nối. DER phải có khả năng duy trì điện áp và tần số chấp nhận được trong toàn bộ lưới điện cô lập trong tất cả các thay đổi tải và DER dự kiến.

Trong ứng dụng lưới điện cô lập, cần phải cung cấp đáp ứng động từ DER. DER nên có khả năng cung cấp công suất tác dụng và phản kháng đầy đủ cũng như các đặc tính đáp ứng. Tải có thể có nhiều vấn đề khác nhau, bao gồm các biểu đồ nhu cầu công suất tác dụng và phản kháng, tải dạng bậc thang, khởi động động cơ, mất cân bằng điện áp, mất cân bằng dòng điện và hệ số công suất. Trên lưới điện cô lập, các tải có thể gây ra nhiều vấn đề hơn so với trên hệ thống kết nối lưới điện vì các hệ thống điện kết nối lưới điện có các nguồn phát lớn hơn và mạnh hơn, đồng thời tổng hợp nhiều tải hơn, điều này có thể có tác dụng cân bằng. Ví dụ: nếu khởi động động cơ yêu cầu một lượng lớn dòng điện đột biến, cần có đủ công suất phản kháng để duy trì chính xác sự ổn định điện áp và tần số hoặc có thể lắp đặt thiết bị giới hạn dòng điện trong lưới điện cô lập. Nếu không, hệ thống lưới điện cô lập cần quản lý tải động cơ bằng cách phân đoạn tải thành các phân đoạn và khởi động theo từng giai đoạn.

6.4.2 Đặc tính và các hạn chế của hệ thống EES

Áp dụng 4.4.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES

6.5.1 Lắp đặt

Áp dụng 4.5.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.5.2 Đánh giá tính năng

Áp dụng 4.5.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.5.3 Vận hành và điều khiển

6.5.3.1 Quy định chung

Áp dụng 4.5.4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023) được áp dụng. Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B. Ngoài ra, các khuyến nghị trong 6.5.3.2 nên được xem xét.

6.5.3.2 Quá trình kiểm soát của hệ thống EES

Khi vận hành một hệ thống lưới điện cô lập, có một số vấn đề cần được xem xét như sau:

- Hệ thống lưới điện cô lập cần giám sát và kiểm soát công suất phát điện, đảm bảo cân bằng điện năng trong thời gian thực để duy trì tần số và điện áp ở mức chấp nhận được. Các sơ đồ kiểm soát tải có thể được thực hiện để đảm bảo điều này.
- Việc bổ sung và thay đổi các phụ tải lớn và năng lực phát điện nên được đánh giá. Tăng trưởng tải đã được dự báo nên được hoạch định trong hoạch định hệ thống lưới điện cô lập và được xác minh thường xuyên.
- Đồng bộ hóa thời gian có thể cần thiết do các tác động tích lũy của việc vận hành ở ngoài dải tần số danh định.
- Cần đào tạo cho tất cả nhân viên liên quan đến vận hành và bảo trì hệ thống lưới điện cô lập.

Khi vận hành lưới điện cô lập, cần khảo sát sự mất cân bằng tải trong lưới điện cô lập. Một vấn đề với tải trong hệ thống lưới điện cô lập là tải có thể mất cân bằng một cách nghiêm trọng. Dòng điện pha riêng lẻ của tải có thể có sự mất cân bằng đáng kể mặc dù điện áp pha-trung tính hoặc điện áp pha-pha có thể cân bằng hợp lý. Do đó, cấu hình tải cần được khảo sát và điều chỉnh để thuận tiện cho cấu hình lưới độc lập.

Mất cân bằng trong hệ thống phân phối hoặc tải có thể gây ra dòng điện thứ tự nghịch, làm hỏng thiết bị. DER và động cơ ba pha hạn chế công suất thứ tự nghịch và có thể bị hư hại bởi các điều kiện tải mất cân bằng. Việc sử dụng rơ le dòng điện thứ tự nghịch có thể giảm thiểu thiệt hại cho máy quay ba pha.

TCVN 14499-3-3:2025

Khách hàng của hệ thống lưới điện cô lập có thể thực hiện các sửa đổi để bảo vệ thiết bị của họ để sử dụng trong lưới điện cô lập.

Có ba loại chiến lược điều khiển cho lưới điện cô lập, như sau:

- 1) Điều khiển tập trung: Một hệ thống điều khiển trung tâm cung cấp các lệnh cho toàn bộ hệ thống lưới điện cô lập có cấu trúc chủ-tớ giữa hệ thống điều khiển trung tâm và thiết bị được phân phối.
- 2) Điều khiển phân tán: Việc điều khiển được thực hiện với các bộ điều khiển độc lập giao tiếp với nhau. Chiến lược này sử dụng các thiết bị thông minh được đặt ở vị trí chiến lược để phát hiện các điều kiện và bắt đầu các hành động cần thiết.
- 3) Điều khiển tự động: Việc kiểm soát được thực hiện với các bộ điều khiển độc lập mà không cần giao tiếp với các thiết bị khác.

Các hệ thống lưới điện cô lập hoạt động bên ngoài các thông số tiện ích thông thường có thể gây ra sự cố về hiệu suất thiết bị do dải vận hành của thiết bị, mối lo ngại về an toàn hoặc nhu cầu của khách hàng. Tuy nhiên, các hệ thống lưới điện cô lập có thể hoạt động bên ngoài các thông số tiện ích thông thường nếu được tất cả các bên liên quan chấp nhận.

6.5.4 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 và 4.5.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

6.5.5 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 và 4.5.6 của IEC/TS 62933-3-2:2022. Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây nên được xem xét.

Để kiểm tra và bảo trì định kỳ, hoạch định hệ thống lưới điện cô lập nên được đánh giá lại để đảm bảo các khả năng phù hợp về phụ tải và công suất phát điện. Ngoài ra, cần xác nhận định kỳ rằng các tài sản và thiết bị theo kế hoạch vẫn được kết nối và hoạt động.

Có thể sử dụng giám sát và điều khiển tải để quản lý các hệ thống lưới điện cô lập. Cần có đủ giám sát để vận hành và hiểu trạng thái của lưới điện cô lập.

Các hệ thống lưới điện cô lập với nhiều DER yêu cầu thông tin liên lạc giữa các DER. Hoạt động của chúng cần được quản lý và phối hợp để đáp ứng hiệu quả nhu cầu của lưới điện cô lập.

Trong ứng dụng lưới điện cô lập, việc sửa chữa hoặc thực hiện bảo trì là khó khăn vì hoạt động bảo trì có thể gây mất điện lưới. Do đó, việc thiết lập một kế hoạch bảo trì nên được xem xét trong trường hợp mất điện lưới.

7 Cung cấp điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp

7.1 Ứng dụng của hệ thống EES

7.1.1 Mục đích chức năng của hệ thống EES

Trong trường hợp mất điện lưới, hệ thống EES có thể cung cấp điện cho tất cả các tải nội bộ hoặc chỉ cho các tải khẩn cấp.

7.1.2 Các yêu cầu liên quan đến ứng dụng

Áp dụng 4.1.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.2 Điều kiện và yêu cầu để kết nối với lưới điện

Áp dụng 4.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.3 Thiết kế hệ thống EES

7.3.1 Cấu trúc của hệ thống EES

Áp dụng 4.3.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.3.2 Quy định kỹ thuật và yêu cầu của hệ thống con

Áp dụng 4.3.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

7.3.3 Tích hợp lưới của hệ thống EES

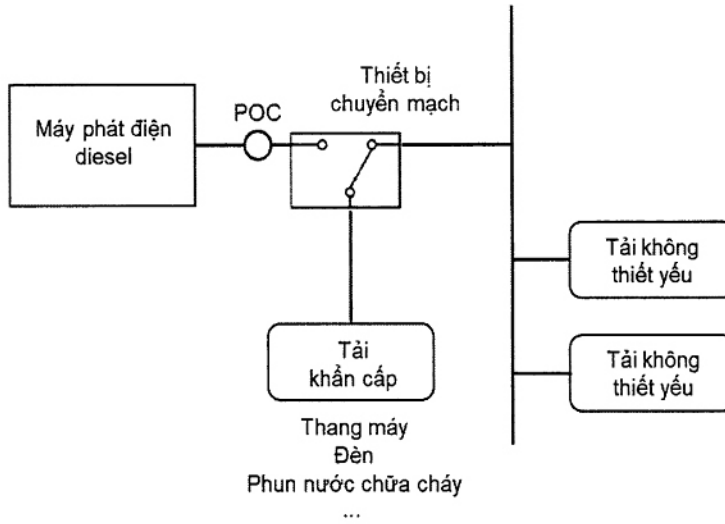
7.3.3.1 Cân nhắc chung

Áp dụng 4.3.4 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Hơn nữa, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục A. Ngoài ra, các yêu cầu sau đây sẽ được xem xét.

7.3.3.2 Yêu cầu cụ thể

Ngoài các cân nhắc chung, 7.3.3.2 mô tả các yêu cầu cụ thể. Hình 10 cho thấy trường hợp sử dụng ví dụ cho nguồn điện dự phòng bằng máy phát điện diesel. Các tải khẩn cấp được kết nối với lưới điện chính (backbone grid) thông qua thiết bị chuyển mạch. Máy phát điện diesel cũng được kết nối với thiết bị này. Khi xảy ra mất điện lưới điện chính, thiết bị chuyển mạch sẽ ngắt kết nối các tải khẩn cấp khỏi lưới điện chính và kết nối máy phát điện diesel với các tải khẩn cấp.

CHÚ THÍCH: Vì máy phát điện diesel thường được sử dụng cho nguồn điện dự phòng, 7.3.3.2 xem xét các trường hợp sử dụng liên quan đến máy phát điện diesel. Tuy nhiên, thay vì máy phát điện diesel, các loại máy phát điện khác như máy phát điện tuabin khí có thể được sử dụng làm nguồn điện dự phòng.

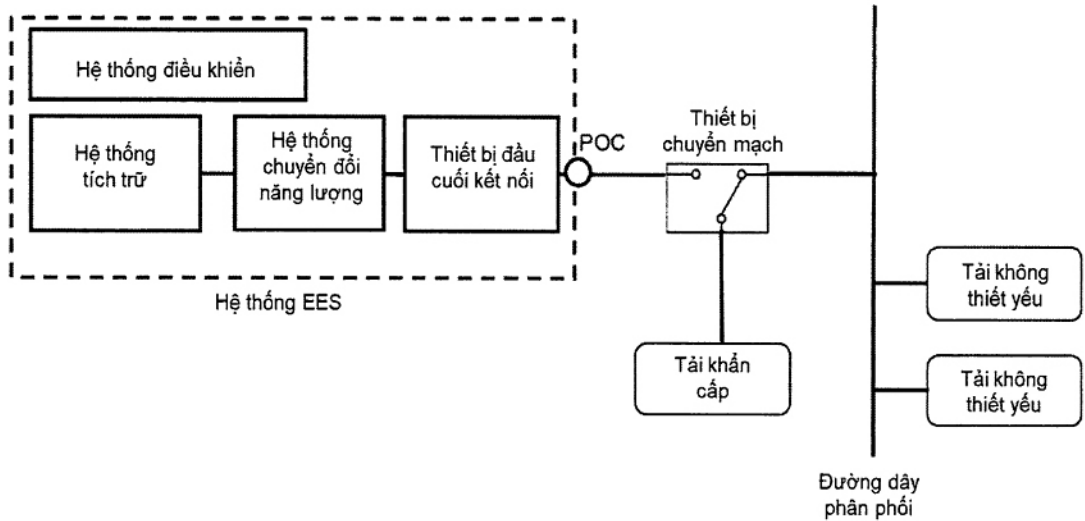


Hình 10 – Ví dụ về trường hợp sử dụng cho nguồn điện dự phòng sử dụng máy phát điện diesel

Hình 11 cho thấy sự thay thế đơn giản một máy phát điện diesel bằng một hệ thống EES để hỗ trợ điện dự phòng. Trường hợp sử dụng trên Hình 11 giống như trên Hình 10 ngoại trừ việc máy phát điện diesel được thay thế bằng hệ thống EES. Nhược điểm của trường hợp sử dụng này là việc sử dụng hệ thống EES thấp vì hệ thống EES hoạt động trong thời gian mất điện lưới chính và không hỗ trợ các chức năng riêng của hệ thống EES như kiểm soát đỉnh.

Khi thay thế máy phát điện diesel bằng hệ thống EES để sử dụng điện dự phòng, có một số yêu cầu cần được xem xét như sau:

- Tải khẩn cấp phải được tách riêng khỏi tải không cần thiết và được kết nối với hệ thống EES bằng bộ chuyển đổi nguồn khi xảy ra mất điện lưới.
- Trong trường hợp hỗ trợ tải khẩn cấp dựa trên máy phát điện diesel thông thường, việc gián đoạn điện xảy ra đối với tải khẩn cấp do thời gian chuyển mạch trong thiết bị chuyển mạch. Đối với một số tải quan trọng, việc gián đoạn điện áp dài hơn một vài chu kỳ là không thể chấp nhận được. Do đó, nếu không cho phép gián đoạn điện đối với tải khẩn cấp, chuyển đổi nguồn phải được thực hiện bằng thiết bị chuyển mạch tĩnh và thời gian chuyển từ lưới điện sang hệ thống EES phải được đảm bảo.
- Vì công suất của hệ thống EES để cung cấp điện dự phòng có thể bị hạn chế, công suất của hệ thống EES phải xem xét các đặc tính tải khẩn cấp như được mô tả trong 7.4.
- Khi điện áp lưới được khôi phục, hệ thống EES sẽ đồng bộ hóa điện áp của chính nó với điện áp của lưới trước khi chuyển các tải quan trọng và khẩn cấp trở lại lưới điện.

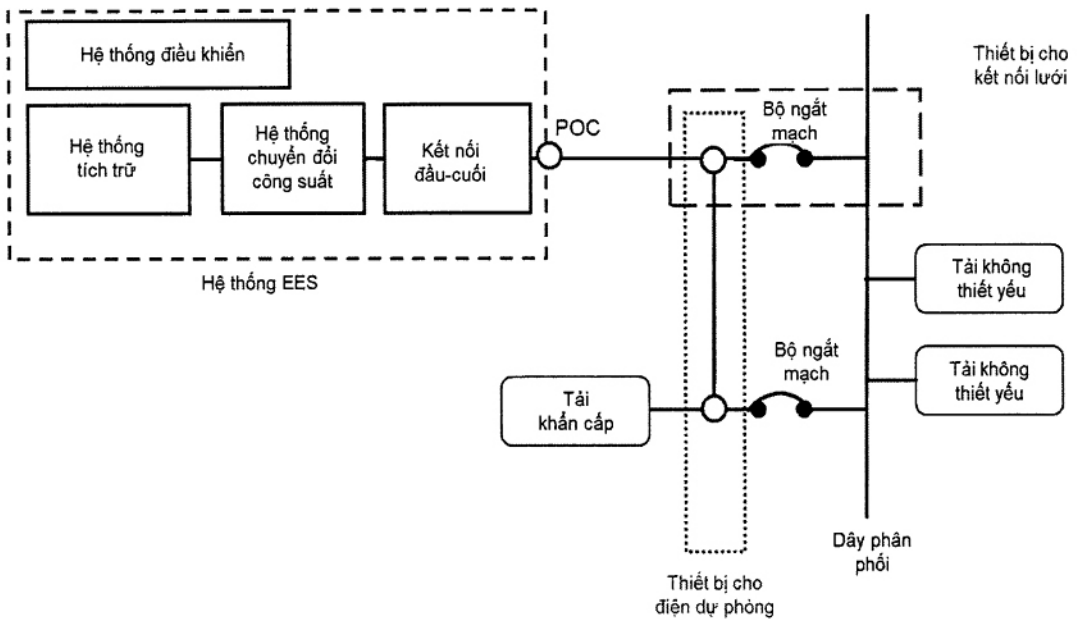


Hình 11 – Thay thế máy phát điện diesel bằng hệ thống EES để hỗ trợ nguồn điện dự phòng

Việc thay thế đơn giản máy phát điện diesel thông thường bằng hệ thống EES không hiệu quả về chi phí vì hệ thống EES bị ngắt kết nối khỏi tải và không được sử dụng trong quá trình vận hành lưới điện. Hình 12 cho thấy sự tích hợp lưới của hệ thống EES để hỗ trợ cả nguồn điện dự phòng và các chức năng riêng của nó. Trong trường hợp sử dụng này, hệ thống EES được kết nối với các tải không thiết yếu và tải khẩn cấp song song với lưới điện chính. Do đó, hệ thống EES có thể thực hiện các chức năng riêng của nó như kiểm soát đỉnh trong quá trình kết nối lưới. Khi xảy ra mất điện lưới, các bộ ngắt mạch sẽ phát hiện mất điện và ngắt kết nối hệ thống EES và các tải khẩn cấp khỏi lưới điện. Sau đó, hệ thống EES cấp điện cho các tải khẩn cấp. Trong trường hợp sử dụng này, có thể cần thêm thiết bị bổ sung cho nguồn điện dự phòng (được hiển thị bằng đường chấm màu xanh lam trên Hình 12).

Khi hệ thống EES được sử dụng cho cả hỗ trợ điện dự phòng và ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng, ngoài các yêu cầu được mô tả trên Hình 11, còn có các yêu cầu bổ sung sau:

- Khi xảy ra mất điện lưới, bộ ngắt mạch sẽ được mở để ngắt kết nối hệ thống EES và các tải khẩn cấp khỏi đường dây phân phối và các tải khác.
- Vì hệ thống EES có thể được sử dụng cho các ứng dụng tiêu thụ nhiều năng lượng như cắt đỉnh, nên phải duy trì SOC tối thiểu để hỗ trợ các tải khẩn cấp trong trường hợp mất điện lưới.
- Hoạt động của hệ thống EES phải tuân theo quy trình kiểm soát được mô tả trong 7.5.3.



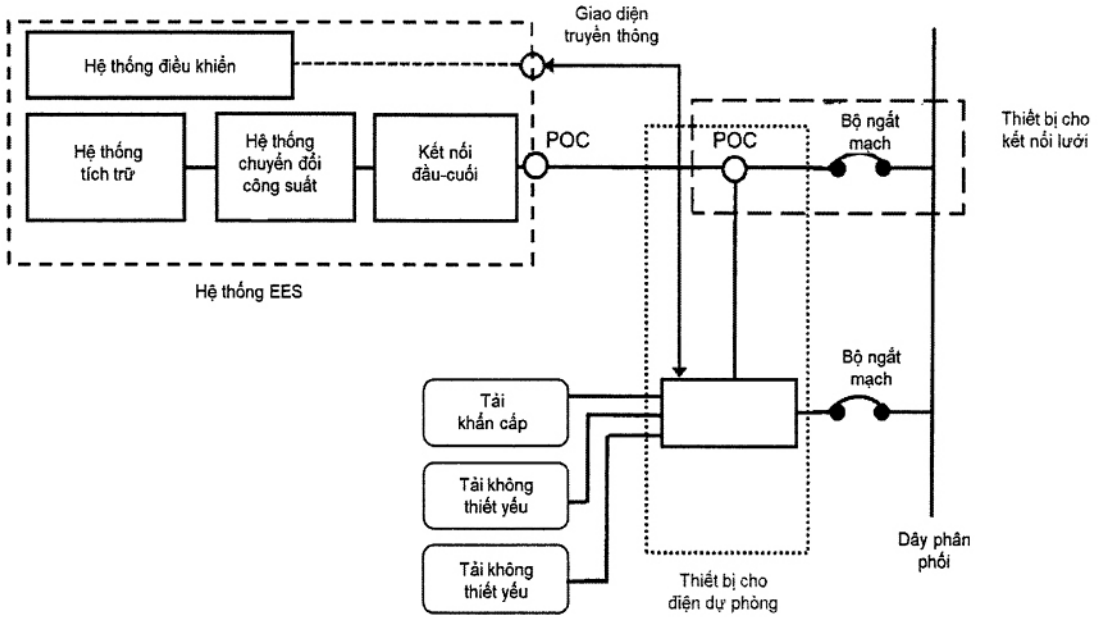
Hình 12 – Trường hợp sử dụng hệ thống EES cho cả điện dự phòng và chức năng riêng của nó

Hình 13 minh họa trường hợp sử dụng để tích hợp hệ thống EES vào lưới điện khi có bảng phân phối điện và các tải điện được kết nối với bảng phân phối. Trong trường hợp sử dụng này, bảng phân phối có khả năng giao tiếp với hệ thống điều khiển trong hệ thống EES, nhờ đó có thể trao đổi trạng thái của hệ thống EES và bảng phân phối. Khi có bảng phân phối thông minh có khả năng giao tiếp với hệ thống EES và tách các tải khẩn cấp khỏi các tải không cần thiết, trường hợp sử dụng được trình bày là có thể áp dụng.

Khi phát hiện mất điện lưới, hệ thống EES sẽ thông báo cho bảng phân phối để tách tải khẩn cấp. Sau đó, hệ thống EES cung cấp điện cho tải khẩn cấp. Khi xảy ra mất điện lưới, các bộ ngắt mạch sẽ ngắt kết nối hệ thống EES và các tải điện khỏi lưới điện. Hệ thống EES thông báo hoạt động cấp điện dự phòng của hệ thống EES cho bảng phân phối. Khi nhận được thông báo, bảng phân phối sẽ ngắt kết nối các tải không cần thiết và chỉ các tải khẩn cấp mới được hệ thống EES hỗ trợ.

Khi hệ thống EES được sử dụng trong trường hợp sử dụng được minh họa trên Hình 13, ngoài các yêu cầu được mô tả trên Hình 11 và Hình 12, còn có các yêu cầu bổ sung sau.

- a) Bảng phân phối phải có khả năng tách các tải khẩn cấp và tải không cần thiết.
- b) Bảng phân phối phải có khả năng ngắt kết nối các tải không cần thiết sau khi mất điện lưới.
- c) Bảng phân phối phải có khả năng kết nối lại các tải không cần thiết sau khi lưới điện được khôi phục.
- d) Bảng phân phối phải có khả năng giao tiếp với hệ thống EES trong thời gian mất điện lưới.



Hình 13 – Trường hợp sử dụng hệ thống EES trong truyền thông với bảng phân phối

7.3.4 Vận hành và điều khiển

Áp dụng 4.3.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các yêu cầu trong 7.3.4 nên được xem xét.

Khi lưới điện được khôi phục sau sự cố mất điện, các hệ thống EES bắt đầu quá trình kết nối lại với lưới điện. Thời gian kết nối lại cho mỗi hệ thống EES phải được phối hợp với chủ sở hữu đường dây và nhà điều hành lưới điện, để tránh sự cố thứ hai khi tất cả các hệ thống EES kết nối lại cùng một lúc.

7.3.5 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.3.6 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.3.7 Giao diện truyền thông

Áp dụng 4.3.8 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Hơn nữa, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B.

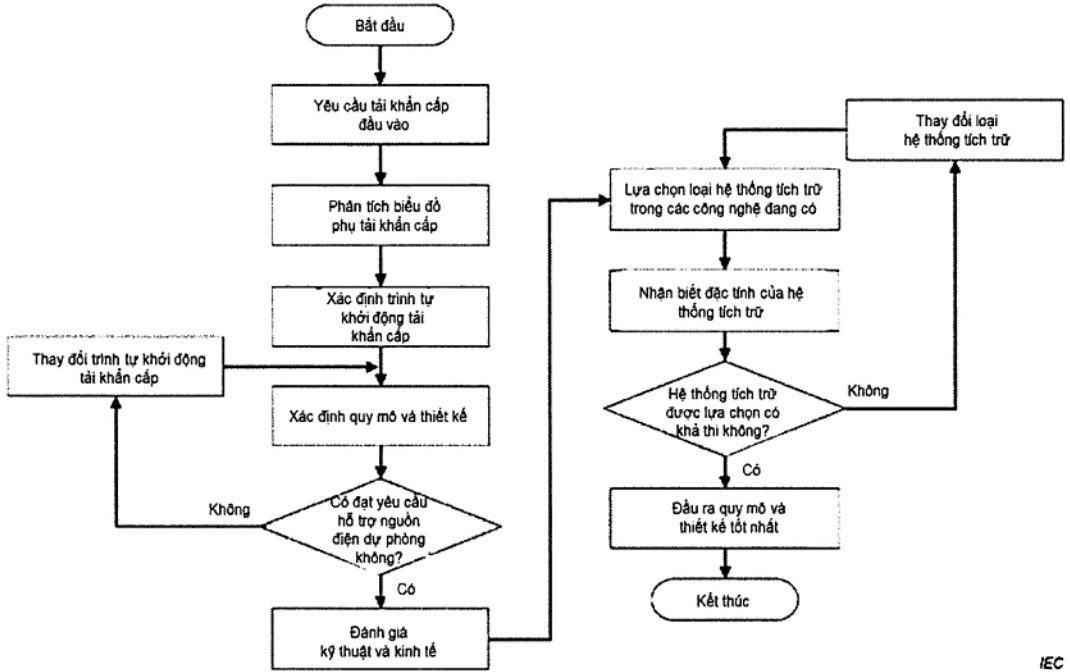
7.4 Xác định quy mô và các thông số kết quả của hệ thống EES

7.4.1 Xác định quy mô

7.4.1.1 Quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES

Quá trình xác định quy mô và hoạch định chung của hệ thống EES được áp dụng cho các ứng dụng cung cấp điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp được mô tả trên Hình 14. Trong quy trình yêu cầu tải khẩn cấp đầu vào, các loại và thời gian hoạt động cho mỗi tải khẩn cấp được xem xét. Các biểu đồ phụ tải

của các tải khẩn cấp sau đó được phân tích để xác định trình tự khởi động tối ưu của các tải khẩn cấp. Sau đó, kích cỡ và hoạch định của hệ thống EES được xác định. Nếu kích cỡ xác định không đáp ứng các yêu cầu hỗ trợ điện dự phòng, các quy trình được lặp lại với trình tự khởi động thay đổi của các tải khẩn cấp. Khi kích cỡ và hoạch định xác định đáp ứng các yêu cầu hỗ trợ điện dự phòng, đánh giá kinh tế được thực hiện. Sau đó, một loại hệ thống tích trữ phù hợp được chọn và kiểm tra xem các đặc tính của hệ thống tích trữ đã chọn có đáp ứng các yêu cầu hỗ trợ điện dự phòng hay không.



Hình 14 – Quá trình xác định quy mô và hoạch định của hệ thống EES cho ứng dụng cung cấp nguồn điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp

Cần duy trì dung lượng tối thiểu của hệ thống EES để cung cấp điện cho các tải khẩn cấp trong thời gian mất điện lưới nhằm tuân thủ các quy định liên quan về thời gian cung cấp điện cần thiết cho các tải khẩn cấp. Tải khẩn cấp bao gồm tải của thiết bị chữa cháy và các tải cơ sở khẩn cấp khác. Tải cơ sở chữa cháy là tải được sử dụng trong đám cháy. Ví dụ, các thiết bị chữa cháy (thiết bị chữa cháy, thiết bị sơ tán, thiết bị cấp nước chữa cháy, thiết bị hoạt động chữa cháy, v.v.) và các thiết bị phòng cháy và sơ tán (thang máy khẩn cấp, thang máy sơ tán, bơm thoát nước, thiết bị chữa cháy, cơ sở ngăn cháy, v.v.) thường được xem xét. Các tải khẩn cấp khác bao gồm các thiết bị y tế hoặc bơm thoát nước nếu có phòng điện hoặc phòng máy móc ở tầng hầm.

Bảng 3 cho thấy một ví dụ về thời gian hoạt động cho các cơ sở tải khẩn cấp. Trong thời gian mất điện lưới, hệ thống EES sẽ cung cấp điện cho các tải khẩn cấp được liệt kê trong thời gian hoạt động cần thiết. Thời gian hoạt động được xác định theo quy định của địa phương hoặc khu vực.

Bảng 3 – Thời gian hoạt động cho tải khẩn cấp

Loại hình	Thời gian hoạt động yêu cầu tối thiểu min
Thiết bị cứu hỏa trong nhà	20
Thiết bị phun nước chữa cháy	20
Thiết bị chữa cháy loại bột	20
Thiết bị chữa cháy dạng phun nước	20
Thiết bị thông gió	20
Đèn chiếu sáng khẩn cấp	30
Thiết bị ổ cắm điện khẩn cấp	20
Thang máy khẩn cấp	120
Bơm thoát nước khẩn cấp	30
Cửa chớp chống cháy	30

7.4.1.2 Các yêu cầu về xác định quy mô và hoạch định

Khi ước tính khả năng của hệ thống chuyển đổi điện con trong hệ thống EES, không chỉ công suất của hệ thống tích trữ mà còn cả công suất của hệ thống chuyển đổi năng lượng cũng cần được xem xét.

- Ước tính công suất danh định cho hệ thống chuyển đổi năng lượng
- Khi ước tính công suất danh định của hệ thống chuyển đổi năng lượng, cần tính toán để không gây trở ngại cho hoạt động của các cơ sở tải khẩn cấp theo quy định liên quan.
- Ước tính dung lượng cho hệ thống tích trữ
- Cần xem xét tốc độ xuống cấp hàng năm của hệ thống tích trữ và dung lượng cho tải khẩn cấp phải được bảo toàn mọi lúc.
- Dung lượng ước tính nên được tính toán có kể đến thời gian cung cấp điện của tải chữa cháy theo quy mô của địa điểm.
- Khi vận hành một hoạt động cô lập, cần bảo toàn dung lượng tối thiểu cần thiết cho hệ thống sưởi ấm, thông gió và điều hòa không khí (HVAC) và hoạt động của nguồn điện điều khiển, đồng thời xem xét tổn thất chuyển đổi năng lượng do sạc và xả của hệ thống tích trữ.
- Dung lượng của hệ thống tích trữ nên được tính toán có kể đến mức tiêu thụ điện năng, phạm vi hoạt động SOC, tổn thất đường dây, hiệu suất hệ thống EES và hệ số công suất theo dữ liệu kỹ thuật do nhà sản xuất cung cấp, v.v.

Cần lưu ý rằng dòng điện khởi động (inrush current) của động cơ cao hơn dòng điện tải bình thường, do đó trình tự khởi động của các tải khẩn cấp nên được xác định bằng cách xem xét các đặc tính tải khẩn cấp. Sau đó, công suất của hệ thống EES nên được xác định bằng cách xem xét trình tự khởi động.

7.4.2 Đặc tính và các hạn chế của hệ thống EES

Áp dụng 4.4.3 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.5 Tuổi thọ vận hành của hệ thống EES

7.5.1 Lắp đặt

Áp dụng 4.5.2 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

7.5.2 Đánh giá tính năng

Trong các ứng dụng cung cấp điện dự phòng và hỗ trợ khẩn cấp, ngoài các yêu cầu ứng dụng được liệt kê trong 4.5.3 của IEC/TS 62933-3-2: 2022, các khuyến nghị sau đây nên được xem xét.

Hiệu suất hỗ trợ điện dự phòng của hệ thống EES có thể được đánh giá bằng cách sử dụng các chỉ số hiệu suất sau:

- khoảng thời gian cung cấp điện cho các tải khẩn cấp;
- lượng tải khẩn cấp mà hệ thống EES có thể cung cấp điện trong thời gian mất điện lưới;
- khoảng thời gian đã dành trước khi cung cấp điện cho các tải khẩn cấp sau khi mất điện lưới. Thông thường, máy phát điện diesel cần hàng chục giây để cung cấp điện cho các tải khẩn cấp sau khi mất điện lưới, tuy nhiên hệ thống EES có thể thực hiện trong vòng một giây;
- dòng điện khởi động và thời gian của tải khẩn cấp trong quá trình cung cấp điện dự phòng;
- thời gian chuyển đổi (trao đổi) từ lưới điện sang hệ thống EES khi mất điện;
- thời gian trở lại từ chế độ độc lập sang lưới điện;
- chất lượng điện của chế độ độc lập (tần số, điện áp, tổng méo hài, v.v.);
- đối với một số tải quan trọng, việc gián đoạn điện áp dài hơn một vài chu kỳ là không thể chấp nhận được. Do đó, bộ ngắt mạch nên được thực hiện bằng thiết bị chuyển mạch tĩnh và thời gian chuyển từ lưới điện sang hệ thống EES phải được đảm bảo (tức là < 20 ms). Khi điện áp lưới được khôi phục, hệ thống EES sẽ đồng bộ hóa điện áp của chính nó với điện áp của lưới trước khi chuyển các tải quan trọng và khẩn cấp trở lại lưới điện.

7.5.3 Vận hành và điều khiển

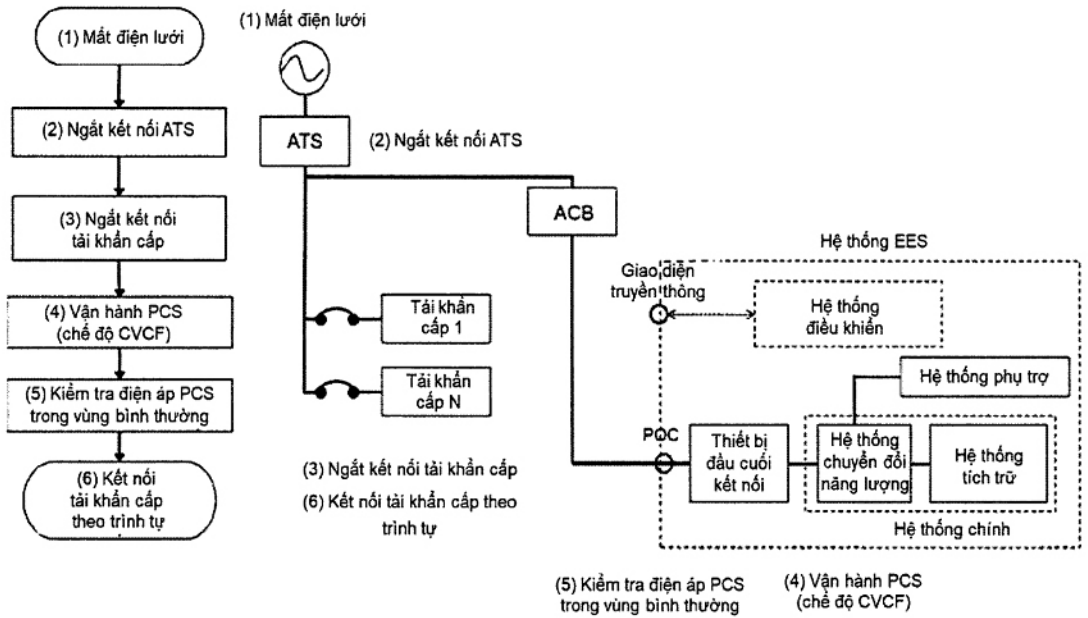
7.5.3.1 Quy định chung

Áp dụng 4.5.4 của IEC/TS 62933-3-2: 2022. Hơn nữa, các yêu cầu bổ sung phụ thuộc công nghệ được xác định trong Phụ lục B. Ngoài ra, các yêu cầu trong 7.5.3.2 đến 7.5.3.4 cần được xem xét.

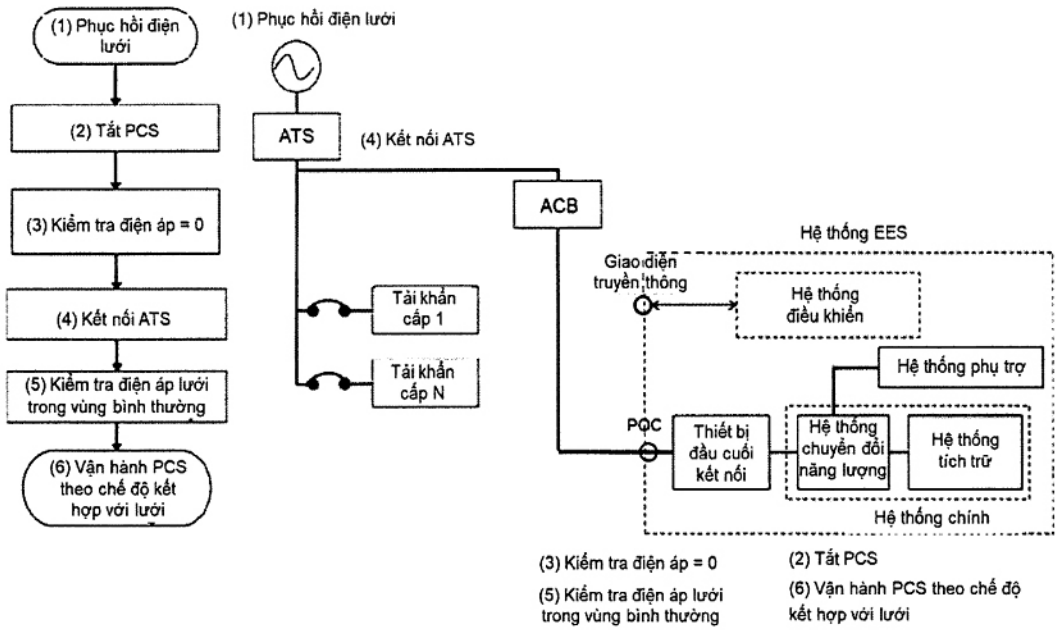
7.5.3.2 Quá trình điều khiển của hệ thống EES

Khi hệ thống EES được sử dụng làm nguồn điện dự phòng, nó phải hỗ trợ cả chức năng riêng của EES và chức năng điện dự phòng. Chức năng riêng của EES được thực hiện trong quá trình lưới điện bình

thường. Trong hoạt động bình thường, hệ thống EES phải tuân thủ quy định về nối lưới tương ứng. Một trong những điểm mà nó phải tuân thủ là khả năng LVRT. Hệ thống điều khiển EES phải đảm bảo rằng hệ thống phát hiện mất điện (ví dụ hệ thống chống cô lập) và cơ chế LVRT hoạt động hài hòa. Tiếp theo là liệt kê các cân nhắc vận hành cho hệ thống EES trong trạng thái lưới điện bình thường và trong thời gian mất điện lưới và hỗ trợ điện dự phòng. Hình 15 là một ví dụ về quy trình hoạt động của hệ thống EES khi xảy ra mất điện lưới. Hình 16 thể hiện quy trình hoạt động của hệ thống EES khi lưới điện được khôi phục.



Hình 15 – Ví dụ về quy trình vận hành hỗ trợ điện dự phòng trong thời gian mất điện lưới



Hình 16 – Ví dụ về quy trình vận hành hỗ trợ điện dự phòng khi có điện lưới trở lại

7.5.3.3 Cân nhắc vận hành trong trạng thái lưới điện bình thường

Trong trường hợp vận hành hệ thống EES trong trạng thái lưới điện bình thường, hệ thống EES phải phối hợp với hệ thống bảo vệ để tách hệ thống EES khỏi lưới điện trong trường hợp mất điện hoặc sự cố, bao gồm:

- sự cố hoặc hỏng hóc của hệ thống EES;
- sự cố hoặc hỏng hóc của hệ thống lưới điện;
- trạng thái vận hành cô lập.

7.5.3.4 Cân nhắc vận hành hỗ trợ điện dự phòng

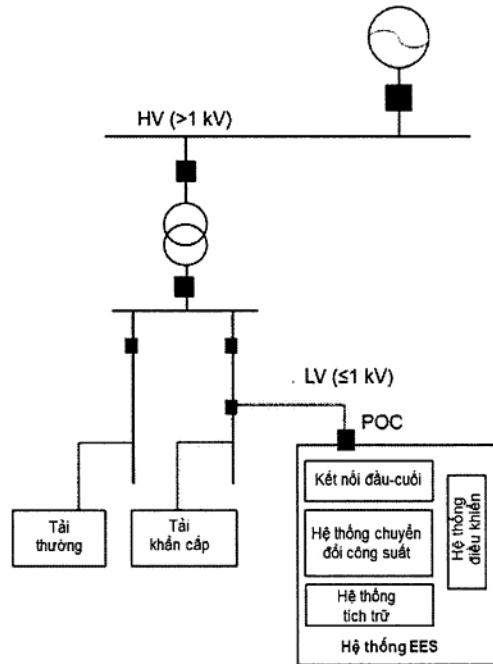
Trong trường hợp xảy ra sự cố hoặc hỏng hóc của lưới điện, hệ thống EES nên được ngắt kết nối khỏi lưới điện trước khi đóng lại hệ thống liên quan trong lưới điện. Ngoài ra, hệ thống EES nên được tách khỏi lưới điện cho đến khi điện áp và tần số của lưới điện trở lại trong phạm vi bình thường. Để cung cấp điện cho các tải khẩn cấp, hệ thống EES nên đáp ứng các yêu cầu sau.

- Nên lắp đặt nguồn điện dự phòng để chỉ cung cấp điện cho các tải khẩn cấp trong thời gian mất điện lưới. Các tải không cần thiết không nên được cấp điện từ hệ thống điện dự phòng trong thời gian mất điện lưới.
- Cần cung cấp các tiện ích cần thiết như thông gió trong không gian nơi lắp đặt hệ thống EES làm nguồn điện dự phòng cho trường hợp khẩn cấp.
- Khi xảy ra mất điện lưới, hệ thống EES nên cung cấp điện cho tải khẩn cấp một cách đáng tin cậy.
- Hệ thống EES nên duy trì lượng trạng thái sạc cần thiết của hệ thống tích trữ được quy định bởi các quy định liên quan để cung cấp điện cho tải khẩn cấp trong thời gian mất điện lưới.

Hệ thống EES có thể được kết nối với thiết bị hạ áp (≤ 1 kV) hoặc thiết bị trung/cao áp (> 1 kV), do đó có những cân nhắc khác nhau về hệ thống điều khiển cho từng loại điện áp.

Có hai loại cấu trúc liên kết đường dây phân phối tùy thuộc vào điện áp. Khi hệ thống EES để hỗ trợ điện dự phòng được kết nối với thiết bị hạ áp (điện áp AC nhỏ hơn hoặc bằng 1 kV), có thể sử dụng cấu hình được hiển thị trên Hình 17 và xem xét những điều sau:

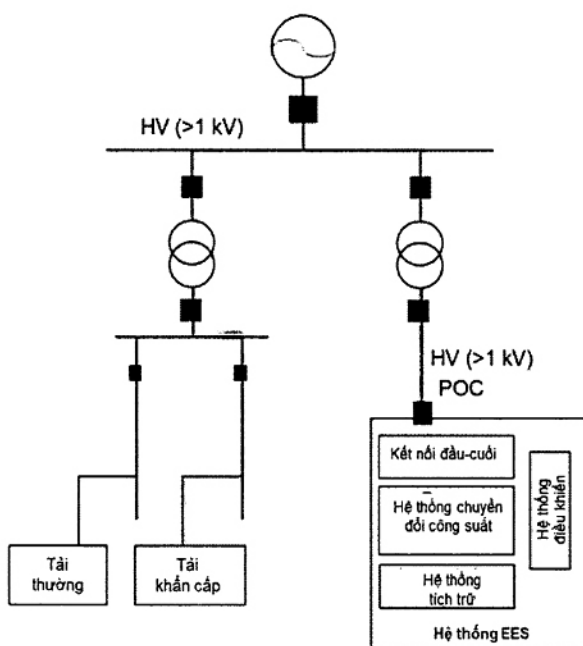
- nên lắp đặt thiết bị đóng cắt để ngắt kết nối tải khẩn cấp và hệ thống EES khỏi lưới điện trong trường hợp mất điện lưới;
- khi xảy ra mất điện lưới, hệ thống EES nên được vận hành sau khi xác nhận xem bộ ngắt mạch cấp điện đã mở hay chưa;
- trong trường hợp mất điện lưới, lưới điện nên được ngắt kết nối và cung cấp điện cho tải khẩn cấp thông qua hệ thống EES;
- khi hệ thống EES được vận hành song song với máy phát điện diesel tại chỗ, cần có bộ đồng bộ điện áp và tần số;
- khi hệ thống EES được lắp đặt trong đường dây phân phối hạ áp, sự kiện mất điện lưới có thể được liên kết với việc không nối đất trên dây trung tính. Trong thời gian mất điện lưới, cần đảm bảo nối đất dây trung tính.



Hình 17 – Ví dụ về cấu hình cho kết nối điện hạ áp

Khi hệ thống EES để hỗ trợ điện dự phòng được kết nối với thiết bị trung/cao áp (điện áp xoay chiều lớn hơn 1 kV), có thể sử dụng cấu hình được hiển thị trên Hình 18 và xem xét những điều sau:

- khi cung cấp điện cho các tải khẩn cấp thông qua cả lưới điện và hệ thống EES trong tình huống bình thường, điện có thể được cung cấp cho các tải khẩn cấp thông qua máy biến áp vì điện áp của hệ thống chuyển đổi năng lượng có thể khác với điện áp của các tải khẩn cấp;
- trong trường hợp mất điện lưới, hệ thống EES sẽ cung cấp điện cho các tải khẩn cấp sau khi xác nhận các tải khẩn cấp và hệ thống EES đã được ngắt kết nối khỏi lưới điện;
- khi xảy ra mất điện lưới, hệ thống EES sẽ cung cấp điện cho các tải khẩn cấp sau khi xác nhận các tải không cần thiết đã được ngắt kết nối khỏi hệ thống EES;
- hệ thống EES có thể được lắp đặt với một bộ chuyển đổi mạch (transfer switch) để tách đường dây điện;
- khi hệ thống EES được vận hành song song với máy phát điện diesel tại chỗ, cần có bộ đồng bộ điện áp và tần số.



Hình 18 – Ví dụ về cấu trúc về cES được vận hành cao áp

7.5.4 Giám sát

Áp dụng 4.3.6 và 4.5.5 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023). Ngoài ra, các khuyến nghị sau đây cần được xem xét.

Các chỉ số sau đây nên được giám sát và ghi lại trong quá trình vận hành hệ thống EES:

- hoạt động bình thường: SOC, điện áp lưới;
- hoạt động độc lập (cung cấp điện dự phòng): thời gian dự phòng, chất lượng điện độc lập bao gồm tần số và điện áp.

7.5.5 Bảo trì

Áp dụng 4.3.7 và 4.5.6 của TCVN 14499-3-2:2025 (IEC/TS 62933-3-2:2023).

Phụ lục A

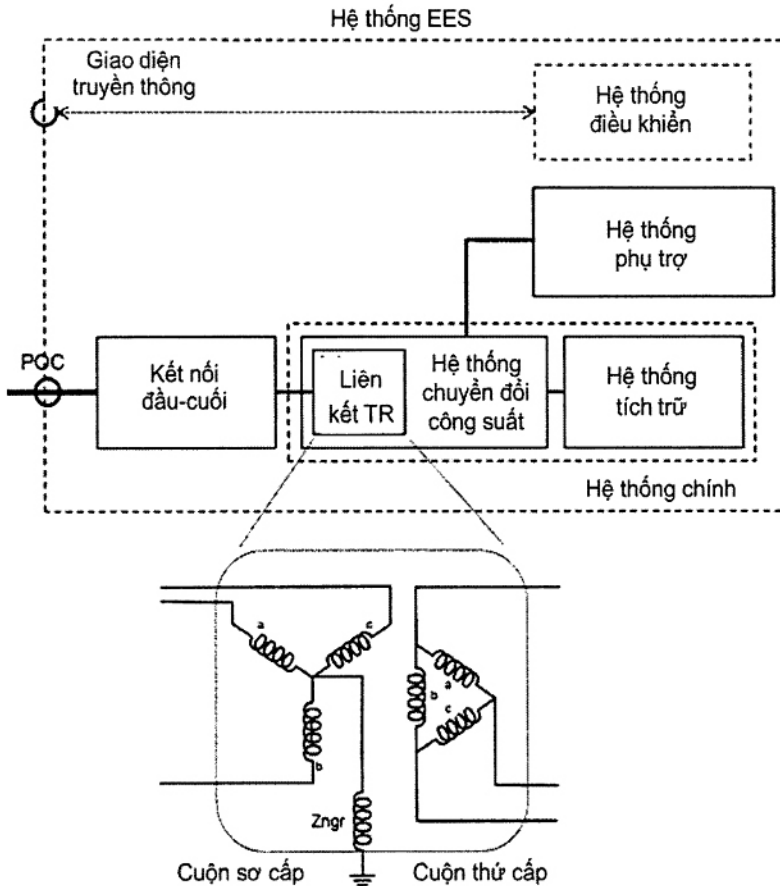
(tham khảo)

Các yêu cầu phụ thuộc công nghệ đối với sơ đồ liên kết lưới

Có bốn loại sơ đồ liên kết lưới điện cho hệ thống EES và lưới điện:

- 1) Nối đất Y- Δ (GY- Δ).
- 2) Nối đất Y-nối đất Y (GY-GY).
- 3) Δ -nối đất Y (Δ -GY).
- 4) Liên kết trực tiếp không qua máy biến áp.

Hình A.1 hiển thị cấu hình liên kết GY- Δ . Liên kết này không thường được sử dụng cho mục đích cung cấp điện cho tải, nhưng nó được coi là một liên kết thích hợp cho máy biến áp của các nguồn năng lượng phân tán. Bảng A.1 cho thấy ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết này.

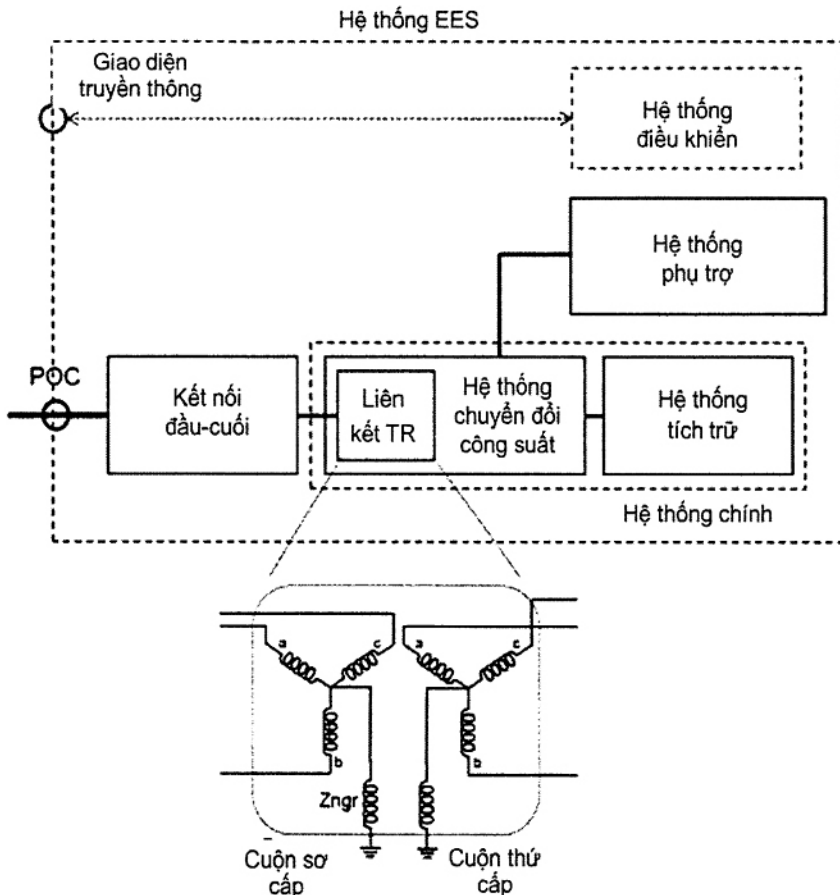


Hình A.1 – Liên kết nối đất Y- Δ (GY- Δ) giữa lưới điện và hệ thống EES

Bảng A.1 – Ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết nối đất Y-Δ (GY-Δ)

Ưu điểm	Nhược điểm
<p>Nguyên tắc bảo vệ rõ ràng.</p> <p>Sóng hài bậc ba được tạo ra từ hệ thống EES không truyền vào lưới điện.</p> <p>Dễ dàng phát hiện hoạt động đảo của hệ thống EES.</p>	<p>Sóng hài bậc ba hiện diện trong lưới điện có thể truyền vào máy biến áp và có thể gây quá nhiệt cho máy biến áp.</p> <p>Sự cố chạm đất xảy ra ở phía lưới điện có thể cung cấp dòng điện sự cố.</p> <p>Nếu xảy ra sự cố, máy biến áp có thể bị hỏng do sự cố ngắn mạch.</p>

Hình A.2 hiển thị cấu hình liên kết GY-GY. Đây là một sơ đồ chung để cung cấp điện ba pha cho một tải. Bảng A.2 cho thấy ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết này.

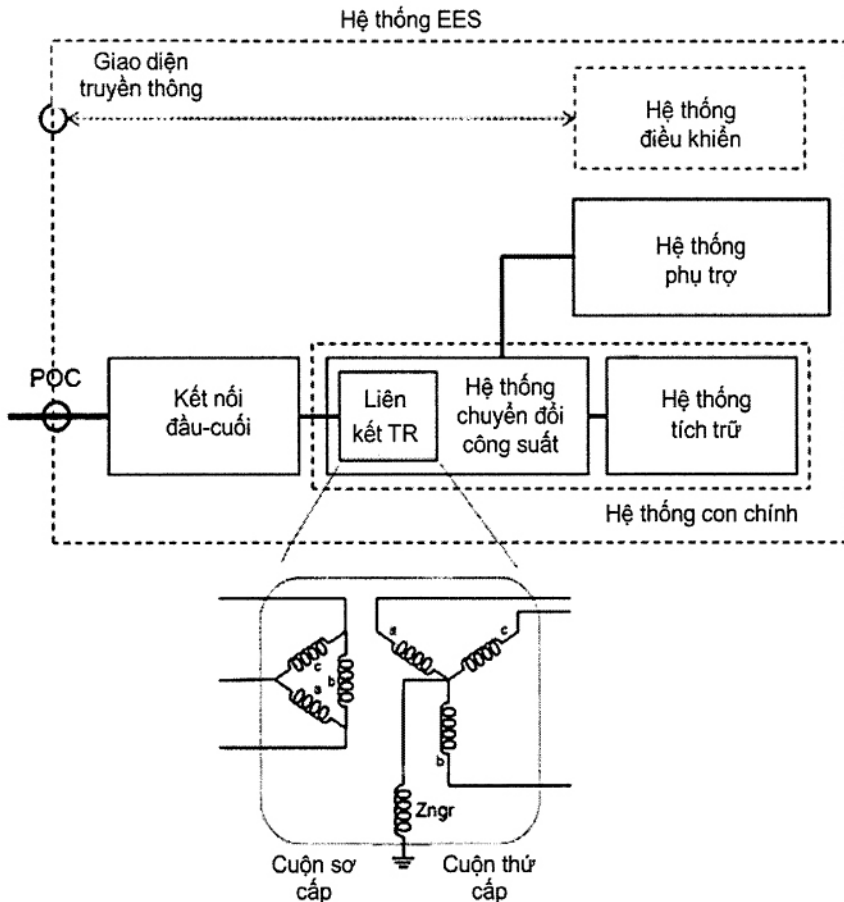


Hình A.2 – Liên kết nối đất Y-nối đất Y (GY-GY) giữa lưới điện và hệ thống EES

Bảng A.2 – Ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết nối đất Y-nối đất Y (GY-GY)

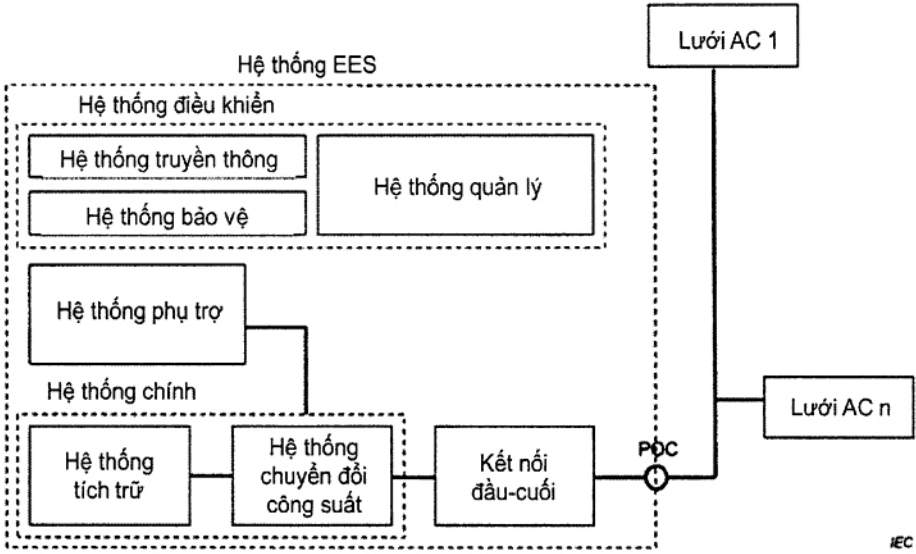
Ưu điểm	Nhược điểm
<p>Có lợi hơn cho sơ đồ cách điện của máy biến áp so với sơ đồ kết nối Y-Δ cùng danh định.</p> <p>Có thể sử dụng rơ le điện áp thấp để giám sát các bộ phận điện áp cao.</p>	<p>Mất cân bằng pha trong lưới điện xuất hiện trong mạng phân phối cục bộ.</p> <p>Sóng hài bậc ba có thể truyền vào mạng phân phối cục bộ.</p> <p>Khi xảy ra sự cố trong lưới điện, hệ thống EES có thể trở thành nguồn dòng điện sự cố nếu phối hợp bảo vệ không được thiết lập đúng cách.</p>

Hình A.3 hiển thị cấu hình liên kết Δ -GY. Đây cũng là một sơ đồ chung để cung cấp điện ba pha cho một tải và thường được sử dụng. Bảng A.3 cho thấy ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết này.

Hình A.3 – Liên kết Δ - nối đất Y (Δ -GY) giữa lưới điện và hệ thống EES

Bảng A.3 – Ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết Δ -nối đất Y (Δ -GY)

Ưu điểm	Nhược điểm
<p>Sóng hài bậc ba của hệ thống EES không truyền vào lưới điện.</p> <p>Khi xảy ra sự cố chạm đất trong lưới điện, hệ thống EES không cung cấp dòng điện sự cố trực tiếp.</p> <p>Sự cố chạm đất một pha trong mạng phân phối khó lan truyền sang lưới điện.</p>	<p>Vì hệ thống EES không cung cấp dòng điện sự cố chạm đất cho lưới điện khi xảy ra sự cố chạm đất trong lưới điện, nên khó phát hiện sự cố.</p> <p>Tùy thuộc vào trạng thái nối đất của điểm trung tính, quá dòng có thể xảy ra do sóng hài bậc ba.</p>



Hình A.4 – Liên kết trực tiếp không qua máy biến áp giữa lưới điện và hệ thống EES

Hình A.4 hiển thị cấu hình của một liên kết trực tiếp không qua máy biến áp. Liên kết này thường được sử dụng cho việc liên kết thiết bị công suất thấp. Trong cấu hình liên kết trực tiếp, không có máy biến áp trong mạng cục bộ, do đó hệ thống EES có thể được kết nối trực tiếp với các tải AC. Tuy nhiên, mạng cục bộ hạ áp được kết nối với lưới điện thông qua các máy biến áp trong mạng phân phối. Do đó, các quy định của nhà cung cấp tiện ích cần được áp dụng khi liên kết mạng cục bộ với lưới điện. Hệ thống EES có thể được sử dụng trong các cấu hình khác liên quan đến kết nối lưới điện và một ví dụ là cung cấp kết nối cung cấp trực tiếp của hệ thống EES cho một tải khách hàng lớn. Bảng A.4 cho thấy ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết này.

Bảng A.4 – Ưu và nhược điểm của sơ đồ liên kết trực tiếp không qua máy biến áp

Ưu điểm	Nhược điểm
<p>Chi phí lắp đặt thấp vì không có máy biến áp.</p> <p>Dễ dàng quản lý thiết bị vì số lượng điểm quản lý ít.</p> <p>Hiệu quả do không có tổn thất trong máy biến áp.</p> <p>Có thể không cần máy biến điện áp (VT)</p>	<p>Sóng hài của mạng phân phối có thể truyền vào lưới điện.</p> <p>Dễ bị tổn thương bởi các sự cố trong lưới điện (sét và dòng điện sự cố).</p> <p>Việc mở rộng công suất bị hạn chế.</p>

Phụ lục B

(tham khảo)

Các yêu cầu cụ thể cho hệ thống EES dựa trên pin

a) Hệ thống điều khiển và quản lý

Mục a) mô tả các yêu cầu về hệ thống điều khiển và quản lý đối với hệ thống EES có hệ thống tích trữ dựa trên pin. Trong hệ thống EES dựa trên pin, BMS được lắp đặt trong hệ thống tích trữ để quản lý và giám sát trạng thái của pin. Pin được kết nối với PCS để chuyển đổi AC và DC. PMS quản lý hoạt động của PCS. Hơn nữa, PMS thu thập thông tin trạng thái của pin từ BMS. Khi hệ thống tích trữ dựa trên pin được sử dụng trong hệ thống EES, các khuyến nghị sau đây cho hệ thống điều khiển và quản lý nên được đáp ứng.

- Khi hệ thống EES được kết nối với hệ thống điện và thiết bị phụ trợ của nó gặp sự cố hoặc bất thường, việc thu thập và báo cáo thông tin cần được thực hiện.
- BMS trong hệ thống EES nên hỗ trợ các chức năng sau:

Chức năng đo lường:

- (i) Cấp tế bào pin (cell): đo dòng điện, điện áp, nhiệt độ trên mỗi tế bào pin.
- (ii) Cấp mô-đun (module): đo dòng điện, điện áp, nhiệt độ trên mỗi mô-đun.
- (iii) Cấp hệ thống: đo dòng điện, điện áp, nhiệt độ toàn hệ thống.

Chức năng tính toán:

- (i) Ước tính SOC: tính toán trạng thái sạc của pin.
- (ii) Ước tính SOH: tính toán khả năng cung cấp dung lượng tối đa thực tế (năng lượng) từ pin và xu hướng của nó theo thời gian.

Chức năng điều khiển:

- (i) BMS sẽ cân bằng SOC của pin ở mức vật lý (Wh được lưu trữ) đầy đủ để tối đa hóa tuổi thọ và sự an toàn của dịch vụ. Điều này sẽ được thực hiện hoàn toàn theo hướng dẫn của BMS hoặc nhà sản xuất hệ thống pin.
- (ii) Chức năng điều khiển rack-to-rack: nó sẽ có chức năng điều khiển và quản lý dòng điện.
- (iii) Kiểm soát nhiệt độ và trạng thái bất thường đối với điện áp, dòng điện và nhiệt độ trong quá trình hoạt động;

Chức năng giao tiếp: các giao thức truyền thông tiêu chuẩn.

PMS trong hệ thống EES nên hỗ trợ các chức năng sau:

Chức năng đo lường:

(i) PCS: điện áp, dòng điện, công suất, hệ số công suất, tần số, chế độ hoạt động sạc/xả, v.v..

(ii) BMS: điện áp, dòng điện, nhiệt độ, SOC, SOH, v.v.;

Chức năng điều khiển: điều khiển sạc và xả dựa trên điện áp và dòng điện.

Chức năng bảo vệ: quá áp, sụt áp, quá dòng, tần số thấp, bảo vệ khoảng cách, bảo vệ máy biến áp.

Chức năng giao tiếp:

(i) giao thức truyền thông.

(ii) thu thập thông tin từ BMS như điện áp, dòng điện, nhiệt độ, SOC và SOH.

– Chức năng ghi: PMS có thể lưu trữ thông tin cho chức năng đo lường PMS cho sự kiện cảnh báo hoặc sự cố để hỗ trợ điều tra nguyên nhân của các sự kiện.

– Chức năng giám sát: chế độ hoạt động, công suất tác dụng, công suất phản kháng.

b) Giao diện truyền thông

Mục b) mô tả các yêu cầu truyền thông cho hệ thống EES với hệ thống tích trữ dựa trên pin. Các khuyến nghị sau đây nên được đáp ứng trong hệ thống EES với hệ thống tích trữ dựa trên pin:

- PMS, PCS và BMS nên cung cấp một mô hình thông tin dữ liệu cho hoạt động của toàn bộ hệ thống EES. Mô hình thông tin dữ liệu nên xác nhận các định nghĩa trong các tiêu chuẩn liên quan.
- PMS nên thu thập các dữ liệu sau từ BMS. Thông tin có thể thay đổi tùy thuộc vào tình huống của hệ thống EES. Bảng B.1 trình bày dữ liệu BMS được PMS giám sát.

Bảng B1 – Dữ liệu BMS được giám sát bởi PMS

Trường dữ liệu	Nội dung
Dữ liệu quản lý BMS	Điện áp, dòng điện, công suất, nhiệt độ, SOC, SOH
Dữ liệu hoạt động BMS	Trạng thái hoạt động BMS (ví dụ: bình thường/bất thường, đang hoạt động/dừng, v.v.)
Dữ liệu pin thu thập bởi BMS	Trạng thái sạc/xả của pin, nhiệt độ, điện áp tối thiểu/tối đa của cell, SOC, SOH

- PMS nên thu thập các dữ liệu sau từ PCS. Thông tin có thể thay đổi tùy thuộc vào tình huống của hệ thống EES. Bảng B.2 hiển thị dữ liệu PCS được PMS giám sát.

Bảng B2 – Dữ liệu PCS được giám sát bởi PMS

Trường dữ liệu	Nội dung
Dữ liệu quản lý PCS	Điện áp DC Link, điện áp/dòng điện đầu vào PCS, điện áp/dòng điện đầu ra PCS
Dữ liệu trạng thái PCS	Trạng thái hoạt động PCS (ví dụ: bình thường/bất thường, đang hoạt động/dừng, v.v.)
Dữ liệu hoạt động PCS	Trạng thái sạc/xả, công suất sạc/xả, điện áp/dòng điện/tần số pha của lưới điện, hệ số công suất

- PMS sẽ có thể cấu hình hoặc điều khiển từng PCS bằng cách kiểm tra lệnh điều khiển và thông tin cấu hình. Lệnh điều khiển và thông tin cấu hình có thể thay đổi tùy thuộc vào tình huống của hệ thống EES. Bảng B.3 liệt kê các điều khiển PCS được gửi từ PMS.

Bảng B3 – Điều khiển PCS gửi từ PMS

Trường dữ liệu	Nội dung
Lệnh điều khiển	Thay đổi chế độ hoạt động, điều khiển thủ công sạc/xả pin, điều khiển dòng điện không đổi, điều khiển điện áp không đổi, điều khiển công suất không đổi
Thông tin cấu hình	Cấu hình chế độ hoạt động, cấu hình chế độ điều khiển

c) Ví dụ về quá trình điều khiển của hệ thống tích lũy dựa trên pin

Hệ thống tích lũy dựa trên pin sẽ được vận hành trong phạm vi các điều kiện được chỉ định cho hóa học pin cụ thể bởi nhà sản xuất pin. Các điều kiện biên này xem xét các yêu cầu của chu kỳ hoạt động cụ thể mà pin phải thực hiện và bố trí vật lý của hệ thống pin. Sự chú ý chính cần được đặt vào việc kiểm soát trạng thái SOC và nhiệt độ của pin để ngăn ngừa sự cố pin với các tác động tiêu cực khác nhau đến môi trường.

Thư mục tài liệu tham khảo

- [1] IEC 60364-5-51:2005, *Electrical installations of buildings – Part 5-51: Selection and erection of electrical equipment – Common rules*
- [2] IEC 60721-3-3:2019, *Classification of environmental conditions – Part 3-3: Classification of groups of environmental parameters and their severities – Stationary use at weatherprotected locations*
- [3] IEC 62498-1:2010, *Railway applications – Environmental conditions for equipment – Part 1: Equipment on board rolling stock*
- [4] IEC/TS 62933-5-1:2017, *Electrical energy storage (EES) systems – Part 5-1: Safety considerations for grid-integrated EES systems – General specification*
- [5] IEC/TS 62933-4-1:2017, *Electrical energy storage (EES) systems – Part 4-1: Guidance on environmental issues – General specification*
- [6] IEC 62933-5-2:2020, *Electrical energy storage (EES) systems – Part 5-2: Safety requirements for grid-integrated EES systems – Electrochemical-based systems*
- [7] ISO 5660-1:2015, *Reaction-to-fire tests – Heat release, smoke production and mass loss rate – Part 1: Heat release rate (cone calorimeter method) and smoke production rate (dynamic measurement)*
-