

TCVN

TIÊU CHUẨN QUỐC GIA

TCVN 13083-3:2020

IEC TS 61724-3:2016

Xuất bản lần 1

**TÍNH NĂNG CỦA HỆ THỐNG QUANG ĐIỆN –
PHẦN 3: PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ NĂNG LƯỢNG**

Photovoltaic system performance –

Part 3: Energy evaluation method

HÀ NỘI – 2020

Mục lục

Lời nói đầu	4
Lời giới thiệu.....	5
1 Phạm vi áp dụng	7
2 Tài liệu viện dẫn.....	8
3 Thuật ngữ và định nghĩa	9
4 Phạm vi thử nghiệm, chu trình và khoảng thời gian thử nghiệm.....	12
5 Thiết bị và phép đo	13
6 Quy trình.....	15
7 Lập tài liệu quy trình thử nghiệm.....	33
8 Báo cáo thử nghiệm	34
Phụ lục A (tham khảo) - Ví dụ về tính các chỉ số tính năng năng lượng	36
Thu mục tài liệu tham khảo.....	37

Lời nói đầu

TCVN 13083-3:2020 hoàn toàn tương đương với IEC TS 61724-3:2016 và đính chính kỹ thuật Cor.1: 2018;

TCVN 13083-3:2020 do Ban kỹ thuật tiêu chuẩn Quốc gia TCVN/TC/E13 *Năng lượng tái tạo* biên soạn, Tổng cục Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng đề nghị, Bộ Khoa học và Công nghệ công bố.

Bộ TCVN 13083 (IEC 61724), Tính năng của hệ thống quang điện, gồm các phần sau:

- TCVN 13083-1:2020 (IEC 61724-1:2017), Phần 1: Theo dõi
- TCVN 13083-2:2020 (IEC TS 61724-2:2016), Phần 2: Phương pháp đánh giá công suất
- TCVN 13083-3:2020 (IEC TS 61724-3:2016), Phần 3: Phương pháp đánh giá năng lượng

Lời giới thiệu

Tính năng của một hệ thống quang điện (PV) phụ thuộc vào thời tiết, các hiệu ứng theo mùa, và các vấn đề mang tính gián đoạn khác, vì vậy việc chứng minh rằng một hệ thống PV vận hành theo dự kiến đòi hỏi phải xác định rằng hệ thống hoạt động đúng trong toàn dải các điều kiện liên quan đến hiện trường triển khai. TCVN 11855-1 (IEC 62446-1) mô tả một quy trình để bảo đảm rằng nhà máy được xây dựng đúng và vận hành đúng thông qua việc kiểm tra xác nhận bằng các thử nghiệm tăng dần, nhưng không cố gắng kiểm tra xác nhận rằng công suất ra của nhà máy đạt quy định kỹ thuật thiết kế. TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) xác định dữ liệu tính năng có thể thu thập được, nhưng không xác định phương pháp phân tích dữ liệu đó so với tính năng dự kiến. TCVN 13083-2 (IEC TS 61724-2) và ASTM E2848-11 trình bày các phương pháp về xác định công suất của một hệ thống PV, và nhằm lập tài liệu việc hoàn thành và đưa vào vận hành hệ thống, và báo cáo phép đo công suất ngắn hạn của một hệ thống PV, nhưng không nhằm định lượng tính năng trong tất cả các dải điều kiện thời tiết hoặc khoảng thời gian trong năm. IEC 62670-2 cũng trình bày về cách đo năng lượng từ một nhà máy điện mặt trời hội tụ (CPV) nhưng không đề cập đến cách so sánh năng lượng đo được này với một mô hình.

Phương pháp trình bày trong tiêu chuẩn này tập trung vào thử nghiệm hệ thống PV đã triển khai cụ thể trong toàn dải các điều kiện vận hành liên quan và trong một khoảng thời gian liên tục (thường là một năm hoàn chỉnh) để kiểm tra xác nhận các kỳ vọng dài hạn về sản lượng năng lượng để thu tất cả các kiểu vấn đề tính năng, không chỉ bao gồm đáp ứng trước các điều kiện thời tiết khác nhau mà còn cả các sự cố hoặc các vấn đề về suy giảm tính năng của nhà máy mà có thể nảy sinh từ các yêu cầu lưới điện, các điểm thiết lập vận hành, hỏng hóc phần cứng, các quy trình bảo trì yếu kém, sự xuống cấp của nhà máy, hoặc các vấn đề khác. Tính năng của hệ thống được đặc trưng bởi định lượng sự tiêu hao năng lượng khi nhà máy không vận hành và mức độ đạt được tính năng kỳ vọng khi nhà máy vận hành.

Nhiều khía cạnh trong tính năng hệ thống PV phụ thuộc vào cả thời tiết và chất lượng hệ thống, vì vậy cần phải hiểu rõ về hệ thống cần thử nghiệm. Ví dụ, nhiệt độ môđun về cơ bản là một hàm của bức xạ, nhiệt độ môi trường xung quanh và tốc độ gió; tất cả các yếu tố này đều là các hiệu ứng thời tiết. Tuy nhiên, cấu hình lắp môđun cũng ảnh hưởng đến nhiệt độ môđun, và khung lắp cũng là một khía cạnh của hệ thống cần thử nghiệm. Tiêu chuẩn này trình bày một quá trình thực hành tốt nhất về xây dựng thử nghiệm và làm rõ sự ảnh hưởng của các phương án đo lên kết quả thử nghiệm, để người sử dụng có thể hưởng lợi từ thiết kế thử nghiệm tinh gọn này với các định nghĩa thống nhất, trong khi vẫn cho phép tính linh hoạt khi áp dụng thử nghiệm để phù hợp với nhiều hệ thống lắp đặt riêng nhất có thể.

Chứng chỉ tính năng dự án PV hàng năm của IECRE tích hợp các phép đo từ tiêu chuẩn này. Mặc dù tiêu chuẩn này cho phép áp dụng theo nhiều cách, để duy trì định nghĩa nhất quán về ý nghĩa của chứng chỉ IECRE, khi sử dụng tiêu chuẩn này cho các phép đo để báo cáo IECRE, phương pháp này có thể cần sử dụng mức tối thiểu về độ chính xác của phép đo hoặc các nội dung chi tiết khác được lập tài liệu bởi IECRE.

Tính năng của hệ thống quang điện –

Phần 3: Phương pháp đánh giá năng lượng

Photovoltaic system performance –

Part 3: Energy evaluation method

1 Phạm vi áp dụng

Tiêu chuẩn này xác định một quy trình đo và phân tích sản lượng điện của một hệ thống quang điện (PV) cụ thể liên quan đến sản lượng năng lượng dự kiến cho cùng một hệ thống từ các điều kiện thời tiết thực tế do các bên tham gia thử nghiệm xác định. Phương pháp để dự đoán sản lượng điện năng không thuộc phạm vi áp dụng của tiêu chuẩn này. Sản lượng điện được đặc trưng riêng trong các thời gian khi hệ thống đang vận hành (khả dụng); thời gian khi hệ thống không vận hành (không khả dụng) được định lượng như một phần của thước đo độ khả dụng.

Để đạt được kết quả tốt nhất, quy trình này cần được sử dụng đối với thử nghiệm tính năng dài hạn (sản lượng điện năng) của các hệ thống PV để đánh giá tính năng liên tục của hệ thống trong toàn dải các điều kiện vận hành gặp phải trong thời gian thử nghiệm (tốt nhất là một năm). Việc đánh giá này đưa ra bằng chứng rằng các kỳ vọng dài hạn của sản lượng điện của hệ thống là chính xác và bao trùm tất cả các tác động môi trường tại hiện trường. Ngoài ra, trong năm, sự không khả dụng của hệ thống (vì các nguyên nhân bên trong hoặc bên ngoài) được định lượng, cho phép đánh giá toàn diện sản lượng điện.

Trong quy trình này, sự vận hành của bộ nghịch lưu và các chỉ số trạng thái khác của hệ thống được phân tích đầu tiên để biết được hệ thống có đang vận hành không. Những lúc bộ nghịch lưu (hoặc các bộ phận khác) không vận hành sẽ được tính là những thời điểm hệ thống không khả dụng và sự tiêu hao điện năng đi kèm được định lượng theo công suất dự kiến trong các khoảng thời gian này. Đối với những lúc hệ thống đang hoạt động, công suất điện mặt trời thực tế được đo lường và so sánh với sản lượng điện dự kiến trong các điều kiện môi trường được quan sát, định lượng chỉ số tính năng năng lượng, như xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1). Là cơ sở của đánh giá này, các kỳ vọng về sản lượng điện được xây dựng bằng một mô hình của hệ thống PV cần thử nghiệm và được các bên tham gia thử nghiệm thống nhất trước. Mô hình này thường phức tạp và bao gồm các ảnh hưởng của

TCVN 13083-3:2020

che bóng và hiệu suất biến đổi của dàn nhưng mô hình này cũng có thể đơn giản là một tỷ lệ tính năng, thường được sử dụng đối với các hệ thống nhỏ như hệ thống gia đình.

Quy trình này đánh giá chất lượng của hệ thống PV, phản ánh chất lượng của hệ thống lắp đặt ban đầu và chất lượng của việc bảo trì và vận hành liên tục của nhà máy, với giả định và kỳ vọng rằng mô hình được sử dụng để dự đoán tính năng mô tả một cách chính xác tính năng của hệ thống. Nếu mô hình ban đầu không chính xác, thì thay đổi thiết kế hệ thống, hoặc nếu muốn thử nghiệm tính chính xác của một hệ thống chưa biết, thì có thể điều chỉnh mô hình này tương ứng với mô hình đã được áp dụng trước đó, nhưng mô hình phải cố định cho đến khi hoàn thành quy trình này.

Mục đích của tiêu chuẩn này là xác định một quy trình để so sánh điện năng đo được với năng lượng dự kiến của hệ thống PV. Quy trình khung này tập trung vào các hạng mục như thời gian thử nghiệm, các phương pháp lọc dữ liệu, thu thập dữ liệu, và lựa chọn cảm biến. Tóm lại, quy trình này không phải là phương pháp để xây dựng các dự đoán về năng lượng dự kiến. Phương pháp dự đoán và các giả định thuộc về phía người sử dụng của thử nghiệm. Kết quả cuối cùng là lập tài liệu về cách hệ thống PV vận hành liên quan đến tính năng về năng lượng được dự kiến theo mô hình đã chọn về thời tiết đo được; tỷ lệ này được định nghĩa là chỉ số tính năng trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1).

Quy trình thử nghiệm dự kiến để áp dụng cho các hệ thống PV nối lưới bao gồm ít nhất một bộ nghịch lưu và phần cứng đi kèm.

Quy trình này không biên soạn đặc biệt để áp dụng cho các hệ thống quang điện hội tụ (CPV) (> 3X), nhưng có thể được áp dụng cho các hệ thống này bằng cách sử dụng bức xạ trực tiếp vuông góc thay vì tổng xạ.

Quy trình thử nghiệm này đã được xây dựng với mục đích chính là tạo thuận lợi cho việc lập tài liệu đảm bảo tính năng, nhưng cũng có thể được sử dụng để kiểm tra xác nhận độ chính xác của một mô hình, theo dõi tính năng (ví dụ sự suy giảm tính năng) của một hệ thống trong khoảng thời gian nhiều năm, hoặc để lập tài liệu chất lượng hệ thống cho các mục đích khác. Thuật ngữ không được tổng quát hóa để áp dụng cho tất cả các trường hợp này, nhưng người sử dụng nên áp dụng phương pháp này khi muốn kiểm tra xác nhận tính năng hệ thống so với tính năng dự kiến. Hướng dẫn cụ thể được đưa ra để cung cấp các thước đo cần thiết cho quá trình chứng nhận IECRE, đưa ra một phương pháp thống nhất về việc lập tài liệu tính năng hệ thống.

2 Tài liệu viện dẫn

Các tài liệu viện dẫn dưới đây là cần thiết để áp dụng tiêu chuẩn này. Đối với các tài liệu có ghi năm công bố, chỉ áp dụng các bản được nêu. Đối với các tài liệu không ghi năm công bố, áp dụng bản mới nhất (kể cả các sửa đổi).

TCVN 9595-1 (ISO/IEC Guide 98-1), *Độ không đảm bảo đo – Phần 1: Giới thiệu về trình bày độ không đảm bảo đo*

TCVN 9595-3 (ISO/IEC Guide 98-3), *Độ không đảm bảo đo – Phần 3: Hướng dẫn trình bày độ không đảm bảo đo (GUM:1995)*

TCVN 13083-1 (IEC 61724-1), *Tính năng của hệ thống PV – Phần 1: Theo dõi*

TCVN ISO 8601:2004 (ISO 8601:2004), *Phần tử dữ liệu và dạng thức trao đổi - Trao đổi thông tin - Biểu diễn thời gian*

IEC TS 61836, *Solar photovoltaic energy systems– Terms, definitions and symbols (Hệ thống năng lượng quang điện mặt trời – Thuật ngữ, định nghĩa và ký hiệu)*

ISO 5725 (tất cả các phần), *Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results (Độ chính xác (thực và chính xác) của các phương pháp và kết quả đo)*

ASME, *Performance test codes 19.1 (Bộ quy tắc thử nghiệm tính năng 19.1)*

ASTM G113 – 09, *Standard terminology relating to natural and artificial weathering tests of nonmetallic materials (Thuật ngữ tiêu chuẩn liên quan đến các thử nghiệm thời tiết nhân tạo và nhân tạo đối với các vật chất phi kim)*

3 Thuật ngữ và định nghĩa

Tiêu chuẩn này áp dụng các thuật ngữ và định nghĩa trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1), ASTM G113, IEC TS 61836 và các thuật ngữ và định nghĩa dưới đây.

3.1

Độ khả dụng năng lượng (energy availability)

Thước đo lượng năng lượng để định lượng năng lượng dự kiến khi hệ thống đang vận hành so với tổng năng lượng dự kiến.

CHÚ THÍCH: Độ khả dụng năng lượng được tính từ độ không khả dụng năng lượng và có thể được thể hiện dưới dạng phần trăm hoặc phân số.

3.2

Độ không khả dụng năng lượng (energy unavailability)

Thước đo để định lượng năng lượng tổn hao khi hệ thống không vận hành (như được đánh giá bởi chỉ số vận hành tự động như cờ trạng thái bộ nghịch lưu chỉ ra rằng bộ nghịch lưu đang chuyển từ điện một chiều sang điện xoay chiều hay không). Độ không khả dụng năng lượng là tỷ số giữa năng lượng dự kiến (được tính từ mô hình ban đầu và dữ liệu thời tiết đo được) mà không thể phát ra được do bộ nghịch lưu hoặc các thành phần khác đang ngắt kết nối và tổng năng lượng dự kiến trong một năm.

CHÚ THÍCH: Độ không khả dụng năng lượng có thể được thể hiện dưới dạng phần trăm hoặc phân số. Độ không khả dụng năng lượng có thể là do các vấn đề bên trong hoặc bên ngoài hệ thống PV như được xác định bởi các bên áp dụng thử nghiệm.

TCVN 13083-3:2020

3.3

Độ khả dụng năng lượng không bao gồm nguyên nhân bên ngoài (external-cause-excluded energy availability)

Thước đo định lượng năng lượng dự kiến khi hệ thống đang vận hành so với tổng năng lượng dự kiến trong các thời điểm khi nhà máy không thể vận hành.

CHÚ THÍCH: Việc loại trừ được thực hiện trong các thời điểm khi lưới không vận hành hoặc trong các thời điểm khác khi nhà máy không vận hành vì các lý do nằm ngoài sự kiểm soát của nhà máy.

3.4

Năng lượng dự đoán (predicted energy)

Sự phát năng lượng của một hệ thống PV được tính bằng một mô hình tính năng cụ thể, sử dụng dữ liệu thời tiết lịch sử được xem là đại diện tại hiện trường, trong đó mô hình tính năng cụ thể này đã được thỏa thuận bởi tất cả các bên tham gia thử nghiệm (xem Hình 1).

CHÚ THÍCH: Dữ liệu thời tiết lịch sử có thể được thu thập từ trạm khí tượng bên trong vùng lân cận hợp lý của hiện trường.

3.5

Năng lượng dự kiến (expected energy)

Sự phát năng lượng của một hệ thống PV được tính bằng cùng một mô hình tính năng cụ thể như được sử dụng trong mô hình năng lượng dự đoán, sử dụng dữ liệu thời tiết lịch sử được thu thập tại hiện trường trong quá trình vận hành của hệ thống trong năm xem xét.

CHÚ THÍCH 1: Dữ liệu thời tiết được thu thập cục bộ tại hiện trường.

CHÚ THÍCH 2: Năng lượng dự kiến được sử dụng để tính chỉ số tính năng năng lượng.

3.6

Năng lượng đo được (measured energy)

Điện năng phát ra đo được từ hệ thống PV trong quá trình thử nghiệm trong cùng khoảng thời gian như mô hình năng lượng dự kiến.

CHÚ THÍCH: Xem thêm 3.13 ranh giới thử nghiệm để xác định vị trí của phép đo.

3.7

Chỉ số tính năng (performance index)

Phát điện của một hệ thống PV so với dự kiến, như được xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) và được tính như quy định trong tiêu chuẩn này.

3.8**Chỉ số tính năng năng lượng** (energy performance index)

Phát điện của một hệ thống PV so với năng lượng dự kiến trong một khoảng thời gian đã quy định, như được xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) và được tính trong tiêu chuẩn này. Chỉ số tính năng năng lượng có thể đề cập đến tất cả các thời điểm hoặc chỉ các thời điểm khả dụng như được xác định bởi chỉ số tính năng năng lượng bao gồm tất cả hoặc chỉ số tính năng năng lượng trong vận hành, một cách tương ứng.

3.9**Chỉ số tính năng năng lượng gộp** (all-in energy performance index)

Phát điện của một hệ thống PV so với tổng năng lượng dự kiến trong một khoảng thời gian đã quy định, kể cả các thời điểm khi hệ thống không vận hành.

3.10**Chỉ số tính năng năng lượng trong vận hành** (in-service energy performance index)

Phát điện của một hệ thống PV so với năng lượng dự kiến trong một khoảng thời gian đã quy định trong các thời điểm khi hệ thống đang vận hành (không bao gồm các thời điểm khi bộ nghịch lưu hoặc các thành phần khác được phát hiện là không kết nối).

3.11**Chỉ số tính năng công suất** (power performance index)

Phát điện của một hệ thống PV so với sản lượng công suất dự kiến trong bộ tập hợp các điều kiện quy định, như được xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) và được tính trong TCVN 13083-2 (IEC 61724-2).

3.12**Cảm biến chính** (primary sensor)

Cảm biến được chỉ định là nguồn của dữ liệu cho thử nghiệm. Các cảm biến chính có thể được chỉ định cho các phép đo cường độ bức xạ, nhiệt độ, tốc độ gió hoặc các phép đo khác. Phép đo điện được xác định là một phần của việc xác định hệ thống.

3.13**Ranh giới thử nghiệm** (test boundary)

Phân chia (vật lý) giữa khu vực được xem là phần của hệ thống cần thử nghiệm và khu vực nằm ngoài hệ thống đó nhằm mục đích định lượng chỉ số tính năng.

CHÚ THÍCH: Việc định lượng độ không khả dụng năng lượng có thể bị ảnh hưởng bởi các sự kiện nằm bên ngoài ranh giới thử nghiệm.

TCVN 13083-3:2020

3.14

Các bên tham gia thử nghiệm (stakeholders of the test)

Cá nhân hoặc công ty áp dụng thử nghiệm.

CHÚ THÍCH: Thông thường, các bên tham gia này có thể là người sử dụng PV và đơn vị lắp đặt PV, với phương pháp thử nghiệm được áp dụng để xác định việc hoàn thành một hợp đồng, nhưng phương pháp thử nghiệm này có thể được áp dụng trong nhiều tình huống khác nhau và các bên tham gia thử nghiệm trong một số trường hợp có thể là một cá nhân hoặc công ty.

3.15

Thử nghiệm (test)

Thử nghiệm so sánh đầu ra đo được của một hệ thống PV trong một khoảng thời gian kéo dài với đầu ra được dự kiến cho hệ thống PV đối với một tập hợp các điều kiện thời tiết đo được được xác định trong tiêu chuẩn này (xem 3.4).

3.16

Mô hình (model)

Mô hình mô phỏng được sử dụng để tính toán cả phát PV dự đoán và dự kiến từ dữ liệu thời tiết. Mô hình này cũng được sử dụng để tính toán năng lượng dự kiến trong các thời điểm không khả dụng.

CHÚ THÍCH 1: Thông thường, mô hình được dự kiến là giống như mô hình được sử dụng để mô tả nhà máy trước khi xây dựng, nhưng mô hình có thể được cập nhật để phản ánh các thay đổi trong thiết kế nhà máy, hoặc có thể sử dụng mô hình bất kỳ nếu mục đích là để thử nghiệm độ chính xác của mô hình. Giả thiết rằng mô hình là thích hợp trong tình huống đó.

3.17

Hạn chế của bộ nghịch lưu (inverter clipping)

Công suất ra của bộ nghịch lưu bị giới hạn bởi khả năng của bộ nghịch lưu thay vì công suất vào từ dàn PV.

4 Phạm vi thử nghiệm, chu trình và khoảng thời gian thử nghiệm

Thử nghiệm này có thể áp dụng ở một trong nhiều cấp độ chi tiết của một nhà máy PV. Người sử dụng thử nghiệm cần thống nhất (các) mức áp dụng thử nghiệm. Mức nhỏ nhất mà thử nghiệm có thể áp dụng là mức nhỏ nhất của cụm phát điện xoay chiều có khả năng vận hành trên lưới độc lập.

Việc xây dựng nhà máy PV thường được chia thành các giai đoạn. Các giai đoạn có thể có các điểm kết nối riêng rẽ hoặc được chia sẻ và có thể trải dài trong hàng tháng hoặc thậm chí hàng năm. Nói chung, khuyến cáo rằng thử nghiệm cần được áp dụng ở mức cao nhất, bao gồm toàn bộ dự án PV. Tuy nhiên, đối với các nhà máy rất lớn để kết nối từng phần, với kết nối đầu tiên và cuối cùng được tách thành các giai đoạn nhiều hơn 6 tháng. Khuyến cáo rằng thử nghiệm có thể được áp dụng cho

các cụm nhỏ của nhà máy khi chúng trở nên khả dụng để kết nối. Trong những trường hợp này, sau khi hoàn thiện toàn bộ nhà máy, có thể thực hiện thử nghiệm lại bao gồm toàn bộ nhà máy, nhưng trong những trường hợp này, năng lượng dự kiến được thay đổi để bao gồm sự suy giảm tính năng dự kiến của nhà máy theo mô hình được các bên tham gia thử nghiệm chấp nhận.

Một số mô đun PV có sự thay đổi tính năng có thể đo được trong vòng hàng giờ hoặc hàng ngày khi lắp đặt tại hiện trường; một số khác thì không. Việc bắt đầu thử nghiệm cần được thỏa thuận giữa các bên tham gia theo hướng dẫn của nhà sản xuất về số ngày phơi bức xạ cần thiết để nhà máy đạt được tính năng đã lập mô hình cùng với các mô tả chi tiết về ngày lắp đặt và kết nối thực tế. Các giá định về sự suy giảm cần được thỏa thuận bởi tất cả các bên tham gia và lập tài liệu như một phần trong bản mô tả mô hình.

Khuyến cáo rằng thử nghiệm cần kéo dài 365 ngày. Kỳ thử nghiệm thực cần được thỏa thuận trước. Nếu thử nghiệm không được liên tục trong đầy đủ một năm thì các biến đổi theo mùa (bao gồm che bóng, phổ, nhiệt độ và gió) có thể gây sai lệch tính năng so với tính năng có thể thu được trong toàn bộ một năm.

Thước đo tính năng, chỉ số tính năng năng lượng trong vận hành, chỉ được báo cáo trong các thời điểm khi bộ nghịch lưu và các thành phần khác đang kết nối. Năng lượng dự kiến trong các thời điểm khi bộ nghịch lưu và các thành phần khác ngắt kết nối được định lượng trong thước đo độ không khả dụng năng lượng. Thước đo độ không khả dụng năng lượng có thể được chia thêm thành các trường hợp với nguyên nhân bên trong và bên ngoài, như được thỏa thuận bởi các bên tham gia thử nghiệm.

Tất cả các bên tham gia thử nghiệm cần thống nhất một quy trình thử nghiệm chi tiết trước khi bắt đầu thực hiện thử nghiệm như được nêu trong Điều 5 và Điều 6.

5 Thiết bị và phép đo

Bằng cách sử dụng ranh giới thử nghiệm mặc định (được sử dụng để thảo luận đơn giản hóa ở đây) thì thời tiết được đặc trưng bởi:

- Tổng cường độ bức xạ ngang (trực tiếp và tán xạ cũng có thể được đo).
- Nhiệt độ môi trường xung quanh.
- Tốc độ gió.
- Lượng mưa hoặc băng (nếu thỏa thuận thử nghiệm giả thiết hệ thống sạch).

Nếu yêu cầu thêm các đặc trưng của thời tiết để thực hiện mô hình thì các dữ liệu này phải được thu thập một cách nhất quán với mô hình. Nếu mô hình sử dụng ranh giới thử nghiệm khác thì ranh giới thử nghiệm mặc định phải được sửa đổi. Ví dụ, nếu cường độ bức xạ trên mặt phẳng dàn được quy định như một đầu vào mô hình bằng cách xác định suất phản chiếu nằm ngoài ranh giới thử nghiệm thì

TCVN 13083-3:2020

thời tiết được đặc trưng bởi cường độ bức xạ trên mặt phẳng dàn thay vì cường độ bức xạ ngang tổng.

Một số mô hình sử dụng các đầu vào khác như áp suất khí quyển và độ ẩm vì các yếu tố này có thể ảnh hưởng đến phổ ánh sáng tới và tính năng PV. Trong khi nên theo dõi càng nhiều khía cạnh trong vận hành của hệ thống PV để hiểu rõ nhất về tình trạng của hệ thống và tối ưu hóa hiệu suất hệ thống thì việc sử dụng dữ liệu từ hệ thống để mô tả các đầu vào thời tiết cho mô hình có nguy cơ ảnh hưởng đến tính nguyên vẹn của hệ thống. Khi sử dụng dữ liệu cho mục đích mô tả đó, có rủi ro rằng một số khía cạnh của tính năng hệ thống sau này sẽ được xem là một phần của yếu tố thời tiết không được kiểm soát. Ví dụ, nếu các mô đun được lắp đặt mà không có đủ bộ phận thông gió, thì nhiệt độ của hệ thống có thể tăng lên vượt giá trị thiết kế, theo đó giảm công suất hệ thống. Tương tự vậy, một hệ thống theo dõi mà không theo dõi đúng sẽ đo bức xạ mặt phẳng dàn thấp hơn so với trường hợp theo dõi tối ưu. Mặc dù mưa và tuyết thường xuyên sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất hệ thống, nhưng hệ thống có thể được thiết kế để gạt tuyết hoặc có khả năng chịu bản.

Công suất ra của hệ thống được đặc trưng bởi:

- Công suất xoay chiều thực phát lên lưới.
- Công suất xoay chiều biểu kiến hoặc hệ số công suất xoay chiều.

Mô hình mô phỏng tính năng của hệ thống PV cần bao gồm giả thiết về hệ số công suất, có thể ảnh hưởng đến năng lượng dự đoán. Hệ số công suất ghi được (hoặc đầu vào tương tự bất kỳ vào mô hình) cần được sử dụng khi tính toán năng lượng dự kiến, như mô tả dưới đây.

Việc xác định năng lượng xoay chiều, bao gồm điểm đo (ví dụ như tại công tơ điện của công ty điện lực tại điểm kết nối) được lập tài liệu như một phần trong định nghĩa ranh giới thử nghiệm. Nếu có các tải ký sinh nằm ngoài ranh giới hệ thống (ví dụ như hệ thống bơm và điện ban đêm sử dụng bởi bộ nghịch lưu và máy biến áp) thì hợp đồng hoặc thử nghiệm cần xác định có thực hiện các điều chỉnh đối với các tải này hay không, nếu có, phải nêu đặc điểm của các điều chỉnh này.

Thiết bị và quy trình đo đối với tất cả các tham số đo được cần phù hợp với TCVN 13083-1 (IEC 61724-1), yêu cầu cấp A. Tuy nhiên, đánh giá cấp B hoặc cấp C (theo hợp đồng) có thể cũng được hoàn chỉnh và lập tài liệu trong báo cáo cuối cùng.

Tất cả các mô tả chi tiết về thu thập dữ liệu (bao gồm số lượng cảm biến, bảo trì, hiệu chuẩn và làm sạch) phải theo TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) theo cấp đo đã chọn ngoại trừ như sau:

- Việc chọn cảm biến và vị trí cảm biến phải nhất quán với mô hình tính năng được sử dụng để thử nghiệm.

CHÚ THÍCH: Thông thường, độ không đảm bảo đo cuối cùng bị chi phối bởi độ không đảm bảo đo của phép đo cường độ bức xạ, vì thế cần có các cảm biến có độ chính xác cao.

- Tần suất làm sạch cảm biến bức xạ có thể thay đổi theo hiện trường và cần được lập tài liệu.

- Việc kiểm tra xác nhận vị trí chính xác các cảm biến được hoàn thiện thông qua việc so sánh dữ liệu từ một ngày trong có cường độ bức xạ đã lập mô hình đối với một ngày trời trong và các kết quả được bao gồm trong tài liệu về độ không đảm bảo đo áp dụng cho thử nghiệm.
- Khi các cảm biến bức xạ được triển khai trên một mặt phẳng nghiêng, suất phản chiếu mặt đất cần được đo để chứng tỏ sự nhất quán với giả thiết trong mô hình và các kết quả được bao gồm trong tài liệu về độ không đảm bảo đo áp dụng cho thử nghiệm.
- Đối với các thử nghiệm cấp A, vì phép đo cường độ bức xạ là rất quan trọng trong thử nghiệm, nên việc hiệu chuẩn cần được kiểm tra xác nhận độc lập bằng cách sử dụng cảm biến đã được hiệu chuẩn tại các vị trí thử nghiệm khác nhau hoặc vào các thời điểm khác nhau để tránh trệch có hệ thống so với hiệu chuẩn.

6 Quy trình

6.1 Tổng quan

Thuật ngữ năng lượng "dự đoán" và "dự kiến" được định nghĩa ở 3.4 và 3.5 để tránh không rõ ràng khi phân biệt việc dự đoán dựa trên dữ liệu thời tiết lịch sử với dự đoán dựa trên dữ liệu thời tiết đo được trong thời gian xem xét. Các phương pháp được sử dụng để tính toán năng lượng "dự đoán" và "dự kiến" được căn chỉnh cho nhất quán. Nếu dữ liệu thời tiết lịch sử và đo được khác nhau về định dạng thì mô hình được áp dụng có thể thay đổi không chủ ý. Phải cẩn thận để xác định sự khác nhau trong dữ liệu thời tiết được sử dụng cho hai phép tính toán sao cho mô hình được sử dụng để tính năng lượng "dự đoán" giống như mô hình được sử dụng để tính năng lượng "dự kiến".

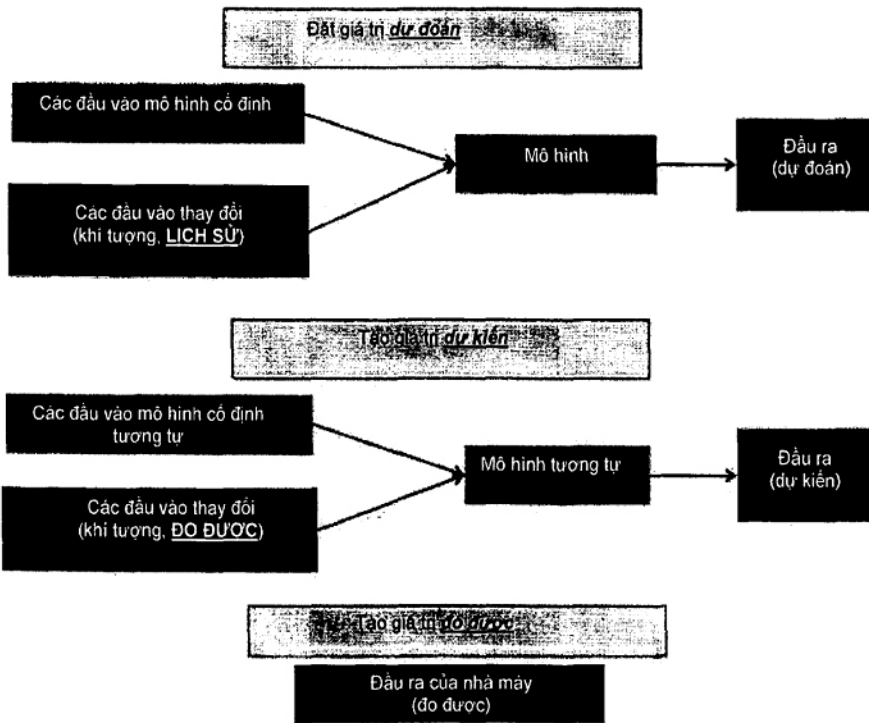
Việc so sánh năng lượng đo được và năng lượng dự kiến được đơn giản hóa bằng cách thu thập dữ liệu thời tiết mới theo cùng định dạng như dữ liệu lịch sử. Trong trường hợp cả hai bên tham gia đều thống nhất và dữ liệu trong tài liệu ở định dạng giống nhau.

Việc so sánh các kết quả được lập mô hình và kết quả thử nghiệm để đánh giá chỉ số tính năng năng lượng được lập tài liệu chi tiết trong các điều khoản dưới đây. Danh mục dưới đây tóm tắt các điều từ 6.2 đến 6.9:

- Xác định ranh giới thử nghiệm để phù hợp với ranh giới hệ thống dự kiến.
- Tính và lập tài liệu năng lượng dự đoán sử dụng mô hình đã chọn bằng cách liệt kê tất cả các đầu vào, bao gồm dữ liệu thời tiết lịch sử, các giả thiết liên quan đến bản, che bóng, mất điện, v.v...; dữ liệu thô cần được bao gồm trong báo cáo cuối cùng như trong phụ lục. Năng lượng dự đoán có thể giả thiết độ khả dụng 100 % hoặc có thể bị giảm để tính đến thời gian không khả dụng dự kiến.
- Hoàn chỉnh phép đo dữ liệu từ hệ thống đang vận hành trong thời gian thử nghiệm.
- Nhận dạng các thời điểm khi hệ thống không khả dụng vì nhiều lý do có thể ở bên ngoài hoặc bên trong nhà máy.

TCVN 13083-3:2020

- Đánh giá dữ liệu đo được để nhận dạng và lập tài liệu các bất thường có thể yêu cầu xử lý thêm. Các bất thường này có thể gồm thiếu dữ liệu hoặc sai dữ liệu đã được thay thế.
- Tính toán và tổ hợp năng lượng dự kiến trong toàn bộ thời gian, thay dữ liệu thiếu, nếu cần.
- Tổ hợp năng lượng đo được, thay dữ liệu thiếu, nếu cần.
- So sánh năng lượng dự kiến và năng lượng đo được từ nhà máy để suy ra chỉ số tính năng năng lượng.
- Tính độ không đảm bảo đo.



Thời điểm không khả dụng không được xác định trong hình này.

Hình 1 – Sơ đồ thể hiện mối liên quan giữa năng lượng dự đoán, năng lượng dự kiến và năng lượng đo được để phản ánh cách mà mô hình được áp dụng nhất quán với dữ liệu thời tiết lịch sử và dữ liệu thời tiết đo được

6.2 Tính và lập tài liệu năng lượng dự đoán và phương pháp được sử dụng để tính năng lượng dự kiến

6.2.1 Quy định chung

Như thể hiện trên Hình 1, bước đầu tiên trong quá trình thường là dự đoán tính năng của hệ thống PV dựa trên dữ liệu thời tiết lịch sử, sử dụng mô hình đã được thống nhất bởi các bên tham gia. Mô hình được xác định liên quan đến đầu vào mô hình, quá trình tính toán và cách đưa dữ liệu khí tượng đo được vào mô hình. Dự kiến rằng thông tin được yêu cầu bởi điều 6.2 này được lập tài liệu trước khi bắt đầu thử nghiệm; mặc dù so sánh cuối cùng của năng lượng dự kiến và năng lượng đo được không sử dụng năng lượng dự đoán trực tiếp, năng lượng dự đoán thường được yêu cầu khi lập kế hoạch dự án. Mô hình này có thể giả thiết độ khả dụng 100 % hoặc có thể quy định độ không khả dụng dự đoán là một phần của việc dự đoán, giảm năng lượng dự đoán trong năm, tương ứng.

6.2.2 Xác định ranh giới thử nghiệm phù hợp với ranh giới hệ thống dự kiến

Phương pháp thử nghiệm này nhằm định lượng tính năng của một hệ thống, nhưng kết quả thử nghiệm có thể phụ thuộc vào những yếu tố được xem là một phần của hệ thống. Các bên tham gia thử nghiệm sẽ thống nhất việc xác định hệ thống bao gồm:

- (Các) công tơ điện để xác định công suất ra của hệ thống.
- Các khía cạnh về thiết kế hệ thống cần thử nghiệm như các mô đun có được lắp đúng thiết kế không (độ nghiêng, góc phương vị, chiều cao, thiết kế giá đỡ) để cho phép làm mát dự kiến và thu ánh sáng mặt trời.
- Vị trí và kiểu loại của tất cả các thiết bị đo.
- Các khía cạnh về vận hành hệ thống cần thử nghiệm như mức độ bẩn được xem là một phần của thử nghiệm.

CHÚ THÍCH: Để thuận tiện mô tả phương pháp thử nghiệm, tiêu chuẩn này xác định một ranh giới thử nghiệm mặc định. Tổng cường độ bức xạ ngang, nhiệt độ môi trường xung quanh, tốc độ gió và các phép đo khí tượng khác như độ ẩm và áp suất khí quyển nằm ngoài ranh giới thử nghiệm mặc định này. Tất cả các khía cạnh khác của hệ thống được xem là một phần của hệ thống PV cần thử nghiệm, bao gồm nhiệt độ mô đun và cường độ bức xạ trên mặt phẳng dàn. Các bên tham gia thử nghiệm có thể xác định ranh giới thử nghiệm mà họ muốn, ranh giới thử nghiệm mặc định này chỉ được xác định như một công cụ để làm rõ việc áp dụng phương pháp thử nghiệm mô tả trong tiêu chuẩn này và là ví dụ về cách xác định ranh giới thử nghiệm. Khi các mô hình bao gồm cả các tác động của mưa rào, có thể cũng hữu ích khi bỏ cả yếu tố mưa rào ra khỏi ranh giới thử nghiệm mặc định.

6.2.3 Xác định các đầu vào khí tượng được sử dụng để dự đoán

Nguồn của tổng cường độ bức xạ ngang, nhiệt độ môi trường xung quanh, tốc độ gió và dữ liệu khí tượng khác như áp suất khí quyển và độ ẩm được mô tả và dữ liệu thô được đưa vào trong phụ lục

TCVN 13083-3:2020

của báo cáo cuối cùng. Dự kiến rằng việc này được lập tài liệu càng cụ thể càng tốt trước khi thử nghiệm (ví dụ: loại cảm biến, vị trí, chu trình làm sạch và hiệu chuẩn và tất cả các thông tin liên quan bổ sung). Xem TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) về các khuyến cáo liên quan đến phép đo đối với độ chính xác được chọn của phép đo (cấp A, B hoặc C).

6.2.4 Xác định các đầu vào PV được dùng để dự đoán

Bảng 1 đưa ra thông tin yêu cầu cho từng loại dữ liệu đầu vào. Bảng ví dụ này xác định các thông tin được yêu cầu cho từng tham số. Cần đưa ra đủ thông tin sao cho việc dự đoán được tái lập.

Bảng 1 – Ví dụ về các tham số đầu vào về tính năng PV cho mô hình để dự đoán ban đầu

Tham số đầu vào	Giá trị	Nguồn thông tin
Môđun P_{max} ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC) (hoặc điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn hội tụ (CSTC)) = 1000 W/m^2 , nhiệt độ tế bào quang điện $25 \text{ }^\circ\text{C}$	205 W	Tờ dữ liệu
Hệ số nhiệt độ công suất môđun	- 0,35 %/ $^\circ\text{C}$	Tờ dữ liệu
Số lượng môđun	200	Bản vẽ hệ thống
Số lượng chuỗi	20	Bản vẽ hệ thống
Độ nghiêng	30°	Bản vẽ hệ thống
Góc phương vị	180°	Bản vẽ hệ thống
Bộ nghịch lưu		
Tất cả các tham số môđun được sử dụng trong mô hình đều được liệt kê trong bảng này hoặc trong các bảng riêng bao gồm các giả thiết về: <ul style="list-style-type: none">- Che bóng- Rửa và/hoặc chu trình làm sạch- Các hệ số tổn hao không thuộc môđun (ví dụ bộ nghịch lưu hoặc điện trở)- Các vận hành và các giả định bảo trì khả dụng- Độ khả dụng và sự cắt giảm, các sự cố mất điện khác- Hạn chế của bộ nghịch lưu- Tổn hao do tuyết- Mô tả chi tiết về mô hình (góc tới, điện trở nối tiếp, phổ và các tham số khác).		

Một số yếu tố có thể được xem là nằm ngoài công cụ mô phỏng. Ngoài ra, có thể sử dụng một mô hình đơn giản như tỷ lệ tính năng, trong trường hợp như vậy thì bảng này sẽ trở nên rất đơn giản.

6.2.5 Xác định dữ liệu đo sẽ được thu thập trong thử nghiệm

Kế hoạch thử nghiệm phải bao gồm tài liệu cho từng loại dữ liệu đầu vào. Thử nghiệm có thể xác định một cảm biến chính về bức xạ/nhiệt độ/gió được sử dụng chứng nào đạt được dữ liệu hợp lệ. Ngoài ra, nếu sử dụng nhiều cảm biến thuộc nhiều loại thì kế hoạch thử nghiệm có thể chỉ ra việc sử dụng giá trị trung bình các cảm biến. Việc lựa chọn cách tính trung bình dữ liệu từ nhiều cảm biến phải được xác định ngay khi bắt đầu thử nghiệm, nhưng một số dữ liệu có thể được bỏ qua trên cơ sở thống nhất

giữa các bên tham gia nếu có bằng chứng rằng dữ liệu có sai số nhiều hơn so với độ không đảm bảo đo dự kiến.

Nếu việc làm sạch mô đun được xem là một phần của chất lượng hệ thống (như trong ranh giới thử nghiệm mặc định của các phép đo cấp A), thì mưa rào hoặc các đầu vào khác vào mô hình bị bắn được đo và không cần đo mức độ bắn. Nếu mô đun bị bắn không được xem là một phần của hệ thống cần thử nghiệm (ví dụ không phải là một phần bảo đảm năng lượng như xác định bởi các bên tham gia) thì cần đo bổ sung để tính tổn hao do bắn mà sẽ ảnh hưởng đến phép đo năng lượng. Cũng phải lập tài liệu về các tác động của tuyết và bắn có được đưa vào mô hình hiệu suất không và đưa vào như thế nào.

Bảng 2 đưa ra các ví dụ về các loại dữ liệu cần có, một số mô hình có thể sử dụng các đầu vào khác nhau, bao gồm cả các phép đo phổ.

Nếu một mô hình sử dụng cường độ bức xạ trên mặt phẳng dàn làm dữ liệu đầu vào trực tiếp thì người lập mô hình phải tính việc căn chỉnh cảm biến cần thiết để giới hạn sai số định thiên đến độ không đảm bảo đo mong muốn và yêu cầu căn chỉnh này phải được quy định trong Bảng 2.

Tương tự, người lập mô hình cần đánh giá ảnh hưởng của vị trí cảm biến gió và đưa các yêu cầu lắp cảm biến gió vào trong Bảng 2.

Bảng 2 – Bảng ví dụ về lập tài liệu các tham số đầu vào khí tượng và các đầu vào khác cho mô hình để tính năng lượng dự kiến

Tham số đầu vào	Loại cảm biến	Vị trí, hướng, và/hoặc định vị cảm biến	Số lượng cảm biến	Hiệu chuẩn và bảo trì (chỉ ra người sẽ thực hiện bảo trì nếu không phải là người vận hành hệ thống)	Kiểm tra việc căn chỉnh (chỉ ra người sẽ kiểm tra việc căn chỉnh nếu không phải là người lắp đặt)	Tần suất và phân tích dữ liệu
Tổng cường độ bức xạ ngang	Nhật xạ kế mô hình # XXX*	Được lắp ở độ cao 2 m như trong bản vẽ Y*	3	Một lần một năm; làm sạch hàng tuần	Trong khoảng 1° Kiểm tra xác nhận tầm nhìn toàn cảnh bầu trời như được xác định bởi mô hình khí bắt đầu và kết thúc thử nghiệm	Dữ liệu trung bình trong 1 h và sử dụng giá trị trung bình từ tất cả các cảm biến vận hành
Nhiệt độ** môi trường xung quanh	Nhiệt ngẫu loại T	Như trong bản vẽ Y*	2	Hiệu chuẩn trước và sau thử nghiệm	Không có	Dữ liệu trung bình trong 1 h và sử dụng giá trị trung bình từ tất cả các cảm biến vận hành
Tốc độ gió	Phong tốc kế Mô hình X*	Như trong bản vẽ Y*	1	Hiệu chuẩn trước và sau thử nghiệm	Không có	Dữ liệu trung bình trong 1 h
Năng lượng xoay chiều	Công tơ điện tại công ty điện lực: Mô hình XXX*	Đầu ra của toàn hệ thống được trình bày trên bản vẽ Y, công tơ điện ###*	1	Một lần một năm	Không áp dụng	Năng lượng tích hợp được đọc hàng ngày
Hệ số công suất						Sử dụng thông tin từ sổ tay của bộ nghịch lưu
Chỉ ra rằng bộ nghịch lưu đang bám theo điểm công suất lớn nhất	Bảng được điền như các ví dụ phía trên					
Tổn hao năng lượng kí sinh						
Kiểm tra dữ liệu				Chỉ ra người chịu trách nhiệm kiểm tra hàng ngày		Khuyến cáo nên kiểm tra hàng ngày
Xử lý dữ liệu bị mất						Chỉ ra tất cả các sai lệch so với 6.5
Thêm các dòng cho các tham số bổ sung						

* X, Y, hoặc ## được sử dụng để giữ chỗ cho thông tin thực.
** Nhiệt độ module cũng có thể được đo.

6.2.6 Xác định các phép tính mô hình

Quy trình lập mô hình phải được xác định một cách chi tiết theo yêu cầu để người có chuyên môn kỹ thuật có thể tái lập việc tính toán năng lượng dự đoán. Bản mô tả có thể được lập tài liệu dưới dạng tài liệu tham khảo có sẵn. Việc xác định mô hình nằm ngoài phạm vi của tiêu chuẩn này.

Một số mô hình thông thường bỏ qua các tác động của tuyết và bị bắn. Các mô hình cần xác định các giả thuyết về việc làm sạch (thủ công hoặc nước mưa) dàn (cũng như là làm sạch các cảm biến bức xạ đã nêu trong Bảng 2) và sự phủ tuyết. Các giả thuyết này phải được lập tài liệu trong bản mô tả mô hình. Khuyến cáo rằng người vận hành hệ thống chịu trách nhiệm về việc làm sạch dàn và các tổn hao được giả định là không phụ thuộc vào thời tiết. Sự suy giảm công suất ra có thể được định lượng từ phép đo trực tiếp các mô đun đã được làm sạch và bị bắn tự nhiên, nhưng các bên cần thừa nhận rằng việc bị bắn có thể trở nên trầm trọng hơn do thiết kế và vận hành hệ thống kém. Nếu muốn hiệu chỉnh công suất bị tổn hao do phủ tuyết, nên sàng lọc cho những ngày có tuyết và điều chỉnh thủ công năng lượng dự kiến nếu mô hình không bao gồm các hao tổn trực tiếp do tuyết.

Khuyến cáo rằng việc xác định mô hình rõ ràng cần loại trừ dữ liệu ban đêm. Tuy nhiên, nếu các tải kí sinh được đưa vào trong mô hình, thì các tải này phải được đo vào ban đêm. Phải xác định các đặc trưng trong xử lý dữ liệu gần lúc mặt trời mọc và mặt trời lặn về việc các đặc trưng này có được đưa vào mô hình không và các dữ liệu về cường độ bức xạ đo được có được xác nhận là không bị che bóng lúc gần mặt trời mọc và mặt trời lặn không. Nhìn chung, nên tuân theo các hướng dẫn trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1). Nên thu giữ thời điểm không khả dụng xảy ra khi các bộ nghịch lưu không vận hành lúc rạng sáng và lúc chập tối. Các mức ánh sáng thấp và công suất được mô hình hóa thấp thường khiến cho các thời điểm này trở nên không quan trọng, nhưng nếu các bộ nghịch lưu khởi động chậm vào buổi sáng hoặc ngắt vào buổi tối trong khi bức xạ vẫn còn tương đối cao, thì tổn hao này phải được xem xét là độ khả dụng bị suy giảm.

Việc xác định mô hình cũng bao gồm một kế hoạch về cách xử lý dữ liệu bị mất, đặc biệt trong trường hợp thiếu dữ liệu trong hơn một tuần.

Tất cả các phương án lựa chọn đã thảo luận phía trên, kể cả các bên chịu trách nhiệm làm sạch và tần suất làm sạch cần được lập tài liệu trong kế hoạch thử nghiệm.

Nếu hệ thống được dự đoán là không khả dụng do lưới điện được dự đoán là không khả dụng để nhận điện trong các điều kiện cụ thể, thì điều này phải được xem xét cả trong sản lượng dự đoán và dự kiến.

6.2.7 Năng lượng dự đoán đối với hệ thống và khoảng thời gian quy định

Sử dụng các dữ liệu đầu vào và quá trình nêu trong 6.2.2 đến 6.2.6, chỉ ra năng lượng dự đoán đối với hệ thống được chỉ định và năng lượng dự đoán này liên quan như thế nào với các đầu ra của hệ thống như được xác định trong Bảng 2. Năng lượng này có thể được dự đoán cho đầu ra một chiều và/hoặc xoay chiều và có thể có các dự đoán bổ sung về tải kí sinh, ví dụ như các hệ thống bám đang vận

TCVN 13083-3:2020

hành. Nếu hệ thống không được mô tả rõ ràng trong tài liệu riêng rẽ, thì hệ thống được mô hình hóa phải được mô tả trong phần này bao gồm tất cả các chi tiết có liên quan đến hệ thống như số lượng môđun, cấu hình lắp đặt, v.v... Nếu thực hiện thử nghiệm theo giai đoạn, thì sự mô tả hệ thống có thể xác định từng hệ thống nhỏ. Nếu khoảng thời gian đủ dài để bao gồm cả sự suy giảm của dàn và/hoặc nếu thử nghiệm bị hoãn lại để bao gồm các thay đổi về cảm ứng ánh sáng thì những điều này phải được mô tả.

6.2.8 Xác định độ không đảm bảo đo

Độ không đảm bảo đo trong thử nghiệm cần được tính toán theo các phương pháp được trình bày trong ASME Bộ quy tắc thử nghiệm tính năng 19.1, TCVN 9595-1:2013 (ISO/IEC Guide 98-1:2009), TCVN 9595-3:2013 (ISO/IEC Guide 98-3:2008), ISO 5725 hoặc ISO GUM. Việc xác định độ không đảm bảo đo và vai trò của nó trong việc xác định kết quả thử nghiệm đạt/không đạt so với năng lượng dự kiến và năng lượng đo được phải được thỏa thuận. Độ không đảm bảo đo trong khi hệ thống khả dụng (không khả dụng) cần được xem xét như một phần của độ không đảm bảo đo tổng, nếu áp dụng. Khuyến cáo rằng việc thỏa thuận này cần được ghi vào tài liệu trước khi thử nghiệm. Thông thường, độ không đảm bảo đo được thống nhất bởi các bên tham gia thường là một dải cố định xung quanh độ đảm bảo bất kỳ. Dải cố định này gây bất lợi cho tất cả các bên tham gia thử nghiệm, do đó cần giữ càng nhỏ càng tốt.

Cả độ không đảm bảo đo có hệ thống (trệch) và ngẫu nhiên (chính xác) đều được đưa vào phân tích. Sự góp phần vào độ không đảm bảo đo phụ thuộc vào mô hình được sử dụng, nhưng nhìn chung bao gồm độ không đảm bảo đo trong các phép đo cường độ bức xạ, nhiệt độ và điện năng được tạo ra.

Mô tả chi tiết hơn về nhận biết các độ không đảm bảo đo kèm theo dữ liệu đo được nêu trong 6.9. Chúng cần được xem xét lại và thống nhất trước một phần của việc xác định độ không đảm bảo đo ban đầu ngay cả khi không thể áp dụng chúng cho đến sau khi thu thập dữ liệu.

Các chiến lược để giảm độ không đảm bảo đo tốt nhất là được thực hiện trước khi thu thập dữ liệu và bao gồm:

- Sử dụng các cảm biến bức xạ chất lượng cao.
- Sử dụng nhiều cảm biến để thêm dự phòng, để giúp phát hiện độ trôi/sự cố cảm biến hoặc lập tài liệu sự thay đổi của tham số đó, đặc biệt khi thiết kế nhà máy có thể đưa vào sự thay đổi, ví dụ do sự căn chỉnh môđun thay đổi và/hoặc do các thay đổi về địa hình.
- Thực hiện kiểm tra dữ liệu toàn diện hàng ngày bao gồm các giá trị nằm ngoài dải và dữ liệu bị mất, các phép đo ban đêm khác 0, và so sánh giữa các hệ thống tương tự nhau để tìm ra các sai lệch. Tất cả các vấn đề cần được xử lý nhanh chóng.
- Lưu ý đặc biệt đến khả năng bị che các cảm biến bức xạ.

- So sánh dữ liệu với các luồng dữ liệu thu được gần đó để phát hiện và giải quyết nhanh các vấn đề. Vào những ngày nắng, dữ liệu có thể được so sánh trực tiếp; vào những ngày có mây, việc so sánh dữ liệu tổng hợp có thể giúp xác định tốt hơn các vấn đề.
- Xác định cẩn thận các dữ liệu bị mất hoặc dữ liệu lỗi bao gồm các thay đổi trong tần suất thu thập dữ liệu và/hoặc các bản ghi trùng lặp.

6.3 Phép đo dữ liệu

Dữ liệu nêu trong Bảng 2 được thu thập và ghi chép theo tần suất và ở định dạng quy định, cố gắng tránh các khoảng trống dữ liệu để duy trì chức năng cảm biến và hiệu chuẩn cảm biến thông qua việc phát hiện sớm các sự cố, và tuân thủ chặt chẽ các quy trình đã thống nhất trước đó. Việc làm sạch cảm biến phải được lập tài liệu thông qua sổ nhật ký ngày giờ làm sạch và các ghi chú về các quan sát bất thường (nên chụp ảnh, đặc biệt khi có một bộ theo dõi độ bẩn).

6.4 Xác định dữ liệu đi kèm với độ không đảm bảo đo

Dữ liệu cần được sàng lọc cho các thời điểm bộ nghịch lưu không kết nối (không chuyển đổi dòng điện một chiều sang xoay chiều) hoặc một số thành phần khác không kết nối. Sản lượng năng lượng dự kiến kèm theo độ không đảm bảo đo được lập thành bảng và tổng hợp lại để đưa ra năng lượng dự kiến cho các thời điểm trong năm khi nhà máy không khả dụng. Cờ trạng thái của bộ nghịch lưu là một phương pháp thích hợp để xác định các thành phần không kết nối. Tuy nhiên, một số nhà máy có thể được trang bị dụng cụ đo để theo dõi trạng thái của hệ thống và có thể phát hiện ra sự mất điện khi xảy ra ở cấp độ thành phần. Các thời điểm không khả dụng xảy ra khi bắt đầu và kết thúc một ngày do bộ nghịch lưu khởi động chậm hoặc tắt sớm phải được đưa vào xem xét.

Các thời điểm không khả dụng có thể được chia thành hai loại để phân biệt các nguyên nhân không khả dụng là bên trong và bên ngoài hệ thống, như được thống nhất giữa các bên liên quan. Sự phân biệt này nên được xác định trước khi bắt đầu thử nghiệm.

6.5 Xác định dữ liệu lỗi và thay thế hoặc điều chỉnh dữ liệu này và việc chuẩn bị dữ liệu đầu vào mô hình

6.5.1 Quy định chung

Dữ liệu được kiểm tra lỗi, quy trình chính xác có thể thay đổi tùy theo dữ liệu được thu thập. Nên lập tài liệu các phương pháp đã phê duyệt về lọc dữ liệu trước khi thử nghiệm, nhưng sự phức tạp của hệ thống khiến việc này trở nên khó khăn, và có thể cần một quá trình thống nhất mới trong quá trình thử nghiệm; các bộ lọc được áp dụng và dữ liệu được bỏ ra phải được lập tài liệu trong báo cáo. Các điều dưới đây (từ 6.5.2 đến 6.5.14) là các kiến nghị và có thể không áp dụng được trong tất cả các trường hợp.

TCVN 13083-3:2020

6.5.2 Kiểm tra dữ liệu đối với từng luồng dữ liệu

Từng luồng dữ liệu phải được kiểm tra dữ liệu nằm ngoài dải, thiếu dữ liệu hoặc các xu hướng bất hợp lý như mô tả trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1). Quy trình ví dụ được nêu chi tiết trong Bảng 3. Tùy theo các điều kiện cục bộ, mô tả chi tiết thiết kế nhà máy, việc bổ sung các luồng dữ liệu khác và tần suất thu thập dữ liệu, các tiêu chí lọc dữ liệu có thể thay đổi, nhưng cả bốn kiểu lọc (dải, thiếu dữ liệu, giá trị cố định và thay đổi đột ngột) phải được áp dụng và ghi vào tài liệu thành một phần của báo cáo cuối cùng. Dữ liệu gắn cờ được kiểm tra để xác định nguyên nhân căn bản và liệu có cần duy trì cờ hay không.

Bảng 3 – Ví dụ về các tiêu chí lọc dữ liệu, cần được điều chỉnh theo các điều kiện cục bộ

Kiểu cờ	Mô tả	Các tiêu chí được đề xuất để gắn cờ (dữ liệu 15 min)			
		Cường độ bức xạ (W/m ²)	Nhiệt độ môi trường xung quanh (°C)	Tốc độ gió (m/s)	Công suất (công suất danh định xoay chiều)
Dải	Giá trị nằm ngoài giới hạn được chấp nhận	< -6 hoặc > 1 500	> 50 hoặc < -30 ^a	> 32 hoặc < 0	> 1,02×công suất danh định hoặc < -0,01×công suất danh định
Thiếu dữ liệu	Các giá trị bị mất hoặc trùng lặp	không áp dụng	không áp dụng	không áp dụng	không áp dụng
Giá trị cố định	Các giá trị giữ nguyên không đổi theo thời gian. Được phát hiện khi dùng đạo hàm.	< 0,0001 khi giá trị > 5	< 0,0001	?	?
Thay đổi đột ngột	Các giá trị thay đổi không được chấp nhận giữa các điểm dữ liệu. Được phát hiện khi dùng đạo hàm.	> 800	> 4	> 10	> 80 % công suất danh định

Có thể được điều chỉnh phụ thuộc vào độ nghiêng của hệ thống và theo mùa thu thập dữ liệu.

Là một phần trong lọc dữ liệu, dữ liệu phải được chia theo các thời điểm khi bộ nghịch lưu (hoặc các phần hệ thống khác nếu muốn) đang kết nối hoặc không kết nối. Trong trường hợp một bộ nghịch lưu không kết nối, nhưng đầu ra hệ thống được đo tại một điểm cho toàn hệ thống, năng lượng dự kiến được chia ra để phản ánh năng lượng dự kiến từ các bộ nghịch lưu đang kết nối (hoặc các thành phần hệ thống khác nếu muốn) và năng lượng dự kiến từ các bộ nghịch lưu không kết nối và được tổng hợp riêng rẽ. Năng lượng tổng hợp cho các thời điểm hệ thống không kết nối có thể được chia thành hai loại: các vấn đề do nguyên nhân bên trong và nguyên nhân bên ngoài. Ví dụ về việc phân chia này có trong Phụ lục A.

6.5.3 Che cảm biến bức xạ

6.5.3.1 Quy định chung

Do độ nhạy của thử nghiệm đối với dữ liệu bức xạ, phải đặc biệt lưu ý đến dữ liệu bức xạ. Đặc biệt, dữ liệu bức xạ có thể bắt nguồn từ việc che ngẫu nhiên một cảm biến hoặc hỏng cảm biến cần được loại bỏ trước khi lấy trung bình các dữ liệu từ các cảm biến còn lại. Quy trình được khuyến cáo về việc xác định các dữ liệu này trong trường hợp có nhiều cảm biến như sau:

6.5.3.2 Bước 1

Xác định một ngày trời trong theo từng quý.

6.5.3.3 Bước 2

Tính giá trị bức xạ trung bình cho từng cảm biến trong từng khoảng thời gian và so sánh từng giá trị riêng rẽ này với giá trị trung bình của tất cả các cảm biến. Nếu sự chênh lệch này lớn hơn độ không đảm bảo đo của cảm biến, cần kiểm tra dữ liệu để xác định một nguyên nhân có thể. (Chú ý rằng nếu dữ liệu được thu thập thường xuyên hơn một lần trong một phút thì dữ liệu phải được lấy trung bình trong khoảng thời gian tối thiểu 1 min).

6.5.3.4 Bước 3

Tìm kiếm độ trôi hiệu chuẩn cảm biến.

6.5.3.5 Bước 4

Loại bỏ các dữ liệu có thể bắt nguồn từ sự cố cảm biến hoặc hệ thống thu thập dữ liệu.

Loại bỏ các dữ liệu từ các cảm biến không được hiệu chuẩn.

Việc này chỉ được thực hiện khi có sự thống nhất giữa các bên tham gia.

6.5.3.6 Bước 5

Loại bỏ các điểm dữ liệu bị ảnh hưởng do bảo trì hoặc làm sạch cảm biến.

6.5.3.7 Bước 6

Nếu tất cả dữ liệu trong một số khoảng thời gian cụ thể bị loại bỏ, thì khoảng thời gian này được tính là thiếu dữ liệu. Dữ liệu thiếu, nguyên nhân do loại bỏ dữ liệu, và tác động của việc loại bỏ dữ liệu được trình bày trong báo cáo. Việc này chỉ được thực hiện khi có sự thống nhất giữa các bên tham gia.

6.5.4 Độ chính xác của việc hiệu chuẩn

Việc hiệu chuẩn chính xác là cần thiết đối với tất cả các cảm biến để cho kết quả thử nghiệm có độ không đảm bảo đo thấp. Ngoài việc xác nhận rằng đã thực hiện hiệu chuẩn theo đúng kế hoạch, dữ liệu ban đêm cũng phải được kiểm tra để xác nhận sự hiệu chuẩn điểm 0 chính xác, chú ý rằng thông thường một bức xạ kế sẽ chỉ tín hiệu âm từ 1 W/m^2 đến 3 W/m^2 .

TCVN 13083-3:2020

6.5.5 Kiểm tra cuối cùng

Để hỗ trợ việc nhận dạng dữ liệu có vấn đề hoặc các sự cố vận hành, mô phỏng mô hình nhà máy sử dụng dữ liệu thời tiết đo được làm đầu vào. So sánh công suất dự kiến thu được với công suất đo được. Tất cả các khu vực có sự chênh lệch đáng chú ý phải được kiểm tra để biết được nguyên nhân gốc. Sau khi chẩn đoán, các sự cố có thể được đánh giá và xác định cách định vị các bất thường đã biết. Quyết định này phải được dựa trên các hướng dẫn có trong tiêu chuẩn này hoặc hợp đồng dự án, và trong tất cả các trường hợp phải có sự nhất trí của tất cả các bên tham gia.

6.5.6 Sử dụng dữ liệu từ nhiều cảm biến

6.5.6.1 Quy định chung

Nếu việc kiểm tra dữ liệu phát hiện ra sai số ở đầu ra của cảm biến thì dữ liệu đó cần được loại bỏ trước khi lấy trung bình của các dữ liệu. Việc này chỉ được thực hiện khi có sự đồng thuận giữa các bên tham gia.

6.5.6.2 Nhiều cảm biến bức xạ

Bức xạ sử dụng làm đầu vào cho mô hình phải là giá trị trung bình của các phép đo đã có, trừ trường hợp phép đo được xác định là sai, trong trường hợp này, đầu vào cho mô hình phải là giá trị trung bình của các phép đo còn lại, như đã trình bày trước đó. Dữ liệu bức xạ từ các trạm khí tượng gần đó hoặc từ dữ liệu vệ tinh có thể được sử dụng khi muốn cải thiện độ chính xác của thử nghiệm và có sự nhất trí của các bên tham gia. Loại cảm biến bức xạ, việc lắp đặt, bảo trì, độ chính xác, độ phân giải và tình trạng hiệu chuẩn của các cảm biến này phải nhất quán với việc xác định mô hình ban đầu.

6.5.6.3 Nhiều cảm biến nhiệt độ môi trường xung quanh

Nhiệt độ môi trường xung quanh được sử dụng làm đầu vào cho mô hình phải là giá trị trung bình của các phép đo đã có, trừ trường hợp phép đo được xác định là sai, trong trường hợp này, đầu vào cho mô hình phải là giá trị trung bình hoặc ở giữa của các phép đo còn lại. Dữ liệu bức xạ từ các trạm khí tượng gần đó hoặc từ dữ liệu vệ tinh có thể được sử dụng khi muốn cải thiện độ chính xác của thử nghiệm và có sự nhất trí của các bên tham gia. Loại cảm biến bức xạ, việc lắp đặt, bảo trì, độ chính xác, độ phân giải và tình trạng hiệu chuẩn của các cảm biến này phải nhất quán với việc xác định mô hình ban đầu.

6.5.7 Thay thế dữ liệu dự phòng cho dữ liệu sai hoặc dữ liệu thiếu

Trong trường hợp thiếu các dữ liệu về bức xạ, gió, nhiệt độ và/hoặc sản lượng từ cảm biến, nhưng các dữ liệu này có sẵn từ nguồn khác và đại diện cho dữ liệu thực thì dữ liệu từ nguồn khác có thể được dùng thay thế. Báo cáo ghi lại:

- a) cơ sở để xác định rằng các phép đo khác mang tính đại diện, và
- b) độ không đảm bảo đo kèm theo việc thay thế này.

6.5.8 Dữ liệu nằm ngoài dải hoặc dữ liệu được biết là không đúng

Dữ liệu nằm ngoài dải và dữ liệu kém chất lượng do hỏng thiết bị (ví dụ lỗi hiệu chuẩn, sự cố hệ thống bám, v.v...) sẽ được xử lý như đã trình bày trước đó. Phương pháp xác định hỏng thiết bị được dựa vào các dữ liệu cảm biến gần đó hoặc các mô hình trời trong mà không phải là so sánh với đầu ra của mô hình của hệ thống PV. Các dữ liệu này phải được xác định hàng ngày trong quá trình thu thập dữ liệu để mà có thể giải quyết các vấn đề trước khi có tác động lớn đến kết quả thử nghiệm.

6.5.9 Thiếu dữ liệu

Khi không nhận dạng được dữ liệu để thay thế cho dữ liệu thời tiết bị thiếu và nếu bộ nghịch lưu không vận hành trong khoảng thời gian đó thì năng lượng dự kiến trong khoảng thời gian này được mô hình hóa dựa trên các dữ liệu thời tiết lịch sử và được tổng hợp với năng lượng dự kiến cho các thời điểm không khả dụng.

Khi không xác định được dữ liệu để thay thế cho dữ liệu thời tiết còn thiếu và bộ nghịch lưu vẫn đang vận hành, thì năng lượng dự kiến được lấy bằng với năng lượng đo được trong thời gian đó.

Nếu năng lượng đo được và dữ liệu thời tiết đều thiếu, nhưng nhà máy được biết là đang vận hành trong khoảng thời gian đó, thì năng lượng dự đoán (được tính từ mô hình sử dụng dữ liệu thời tiết lịch sử) được sử dụng cho cả năng lượng dự kiến và năng lượng đo được trong khoảng thời gian đó.

Nếu dữ liệu còn thiếu ảnh hưởng đến hơn một tuần hoạt động trong một năm, độ trệch được đưa vào theo cách tiếp cận ở trên có thể không được chấp nhận và các bên tham gia thử nghiệm sẽ thống nhất một phương án tốt nhất để xử lý dữ liệu còn thiếu này, bao gồm khả năng mà thử nghiệm có thể được xem là không hợp lệ nếu còn thiếu quá nhiều dữ liệu.

Mỗi khi thiếu dữ liệu, phương pháp thay thế dữ liệu và độ không đảm bảo đi kèm với việc thay thế này phải được đưa vào báo cáo.

6.5.10 Dữ liệu thiếu một phần hay không có sẵn một phần

Khi có sẵn dữ liệu cho một phần của một khoảng thời gian cụ thể (ví dụ nếu mô hình sử dụng các giá trị trung bình theo giờ và dữ liệu chỉ có sẵn cho một phần của giờ), nếu thiếu < 10 % dữ liệu về điện hoặc bức xạ, thì có thể sử dụng giá trị trung bình của các dữ liệu sẵn có cho khoảng thời gian đó. Đối với dữ liệu về nhiệt độ và gió, yêu cầu này tương ứng là < 20 % và < 50 %. Khi tỷ lệ dữ liệu còn thiếu đủ nhỏ để sử dụng dữ liệu cho giờ đó, thì sẽ lấy trung bình các dữ liệu sẵn có cho giờ đó. Nếu tỷ lệ dữ liệu còn thiếu vượt quá các hướng dẫn này, thì dữ liệu sẽ được xem là thiếu như ở 6.5.9. Trong bất kỳ trường hợp nào thì dữ liệu trong cùng một khoảng thời gian đều được xử lý nhất quán giữa dữ liệu bức xạ và dữ liệu tính năng của hệ thống PV. Đặc biệt, nếu dữ liệu được thay thế do các bất thường đi kèm với việc khởi động hoặc tắt bộ nghịch lưu, thì sẽ vẫn duy trì dữ liệu đáng tin cậy cho một phần của giờ khi dữ liệu sẵn có để phản ánh được trạng thái của hệ thống một cách chính xác nhất có thể trong các giờ này vì năng lượng phát ra trong các giờ này thường khác biệt đáng kể so với năng lượng dự kiến.

TCVN 13083-3:2020

6.5.11 Cắt giảm điện do yêu cầu bên ngoài

Trong trường hợp cắt giảm điện do yêu cầu bên ngoài hạn chế mức độ cấp vào lưới điện và điều này được tính đến trong mô hình ban đầu, thì mô hình cần hiệu chỉnh mức cắt giảm này một cách chính xác. Năng lượng dự kiến cần được tính theo cách giống như vậy. Nếu sự cắt giảm điện được thực hiện không nhất quán hoặc thuật toán có thay đổi trong quá trình thử nghiệm, thì điều này phải được lập tài liệu trong báo cáo thử nghiệm.

Nếu yêu cầu bên ngoài về việc hạn chế mức độ cấp vào lưới điện khác so với mô hình ban đầu (không yêu cầu nối lưới hoặc đầu vào lưới điện thấp hơn so với mức được mô hình hóa lúc ban đầu), thì sự chênh lệch giữa hai yêu cầu bên ngoài này phải được lập tài liệu như thời điểm hệ thống không khả dụng nếu yêu cầu bên ngoài mới này được giảm đi.

Nhìn chung, độ không khả dụng do sự cắt giảm điện không có kế hoạch được xem là một nguyên nhân bên ngoài của độ không khả dụng.

6.5.12 Hạn chế của bộ nghịch lưu (vận hành bị hạn chế)

Trong trường hợp sự hạn chế của bộ nghịch lưu do bộ nghịch lưu đã đạt đến công suất ra thì giả thiết rằng mô hình ban đầu đã định lượng công suất giả thiết bị hạn chế này. Năng lượng dự kiến cần được tính toán theo cách tương tự.

6.5.13 Cắt điện theo kế hoạch hoặc vì lý do bất khả kháng

Nếu việc cắt điện theo kế hoạch được trình bày trong hợp đồng ban đầu dưới dạng có thể loại trừ, thì năng lượng dự đoán cho khoảng thời gian này cần được lập tài liệu trong báo cáo để giúp hiểu được các nguyên nhân của độ không khả dụng. Trong tất cả các trường hợp, năng lượng dự kiến trong thời gian cắt điện được đưa vào là một phần của các tính toán độ không khả dụng và được phân loại là gây ra bởi độ không khả dụng do yếu tố bên ngoài.

6.5.14 Các trường hợp hỗ trợ lưới điện (ví dụ sai lệch so với hệ số công suất bằng 1)

Đôi khi, hệ số công suất trong vận hành nhà máy điện không bằng 1. Các sai lệch so với hệ số công suất bằng 1 có thể ảnh hưởng đến công suất và phải được xem xét khi lập mô hình. Các phép đo hệ số công suất thường có trên lưới điện tại nơi lắp đặt hệ thống PV có thể được thu thập trong giai đoạn lập kế hoạch dự án để xác định xem có yêu cầu vận hành khác hệ số công suất bằng 1 không. Hệ số công suất này cần được lập tài liệu trong khoảng thời gian đo và năng lượng dự kiến thực cần được tính dựa trên hệ số công suất thực. Phương pháp để xác định các sai lệch so với hệ số công suất bằng 1 phải được thống nhất bởi các bên tham gia.

6.6 Tính toán năng lượng dự kiến

6.6.1 Quy định chung

Năng lượng dự kiến phát ra của nhà máy được tính bằng cách đưa các dữ liệu đầu vào thay đổi đo được trong thời gian thử nghiệm vào mô hình tính năng. Quy trình từng bước sau đây để tính toán năng lượng dự kiến.

6.6.2 Đo các đầu vào

Đo tất cả các đầu vào thay đổi, bao gồm các dữ liệu khí tượng và các tham số cụ thể của nhà máy cần thiết để cập nhật mô hình tính năng trung bình năm dự đoán nhằm tính đến các điều kiện thực tế trong thời gian thử nghiệm. Điều này được quy định trong Bảng 2.

6.6.3 Chấp nhận dữ liệu

Nếu cần thiết, phải xác nhận tính hợp lệ của dữ liệu đầu vào đo được theo 6.5.

6.6.4 Sự nhất quán về khoảng thời gian

Bảo đảm rằng khoảng thời gian của các dữ liệu đầu vào thay đổi đo được phải nhất quán với các yêu cầu đầu vào của mô hình tính năng. Ví dụ, nếu đi theo một chương trình mô phỏng theo giờ như mô hình tính năng và đo dữ liệu độ phân giải trong khoảng hơn một giờ, thì lập một tệp dữ liệu theo giờ bằng cách lấy trung bình các giá trị đầu vào đo được tại khoảng thời gian thu thập. Quy trình này đã được xác định ở 6.2.5. Xem 6.9 để biết thêm chi tiết.

6.6.5 Căn chỉnh tem thời gian

Lập tài liệu tem thời gian cần tuân theo TCVN ISO 8601:2004. Bảo đảm rằng dữ liệu theo giờ, ví dụ như giờ kết thúc, giờ bắt đầu, hoặc trung bình giữa giờ phải ở tem thời gian đúng. Ngoài ra, xác nhận sự căn chỉnh giữa dữ liệu thu thập được và các can thiệp phần mềm về tem thời gian (nên tuân theo TCVN ISO 8601:2004), xác nhận việc xử lý giờ "mùa hè" hoặc giờ "tiết kiệm ánh sáng ban ngày", bao gồm các ngày nhuận, và thể hiện ban đêm là 0:00 hoặc 24:00, nếu có.

6.6.6 Tính toán năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng

Đưa các dữ liệu khí tượng đo được vào mô hình tính năng sử dụng nội dung chi tiết ở 6.2 để tính toán năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng trong thời gian thực hiện thử nghiệm.

Lập tài liệu tất cả các thời điểm hệ thống không khả dụng và năng lượng dự kiến đi kèm không được nhận biết trong thời gian thử nghiệm, và nếu muốn, tách chúng thành năng lượng liên quan đến độ không khả dụng do nguyên nhân bên trong và bên ngoài, nhận xét về các nguyên nhân được nhận

TCVN 13083-3:2020

dạng do không khả dụng. Nếu các nguyên nhân không khả dụng được nhận dạng theo cách này, thì độ khả dụng của năng lượng loại trừ nguyên nhân bên ngoài phải được tính theo 6.8.1. Ảnh hưởng của hệ số công suất khác 1 phải được xem xét khi tính toán năng lượng thực.

6.6.7 Tính toán năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống khả dụng

Đưa các dữ liệu khí tượng đo được vào mô hình tính năng sử dụng nội dung chi tiết ở 6.2 để tính toán năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống khả dụng trong thời gian thực hiện thử nghiệm. Cả năng lượng dự kiến thực tế và biểu kiến đều phải được tính toán.

6.6.8 Tính tổng năng lượng dự kiến

Tổng năng lượng dự kiến được tính bằng cách lấy tổng các năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng và khả dụng như được tính ở 6.6.6 và 6.6.7. Cả năng lượng dự kiến thực tế và biểu kiến đều phải được tính toán.

6.6.9 Phân tích các sai khác

Nếu năng lượng dự kiến sai lệch so với năng lượng dự đoán một cách đáng kể (trên 10 %) thì phải thực hiện chẩn đoán nguyên nhân gốc. Ví dụ, việc chẩn đoán này có thể là thời tiết trong năm không dự kiến được, mô hình mô phỏng khác so với nhà máy đã xây dựng, hoặc thiếu dữ liệu bất thường. Báo cáo thử nghiệm phải nhận xét về việc thử nghiệm có còn được xem là hợp lệ không.

6.7 Tính năng lượng đo được

Năng lượng đo được là kết quả của tất cả năng lượng phát ra bởi nhà máy khi đo tại vị trí của công tơ điện trong thời gian thực hiện thử nghiệm sau khi đã trừ đi năng lượng tổn hao do tải kí sinh. Nếu dữ liệu thiếu được thay thế, cần lưu ý rằng sản lượng điện đo được được ước tính nhất quán với cách xác định năng lượng dự kiến trong khoảng thời gian đã xác định đó.

6.8 Tính toán các thước đo từ dữ liệu đo được

6.8.1 Tính toán chỉ số tính năng năng lượng và độ khả dụng

Năng lượng đo được (6.7) và năng lượng dự kiến (6.6) được so sánh:

$$\text{Chỉ số tính năng năng lượng} = \text{Đo được} / \text{Dự kiến} \quad (1)$$

$$\text{Chỉ số tính năng năng lượng theo \%} = (\text{Đo được} / \text{Dự kiến}) \times 100 \% \quad (2)$$

Ngoài ra, dữ liệu đo được có thể được điều chỉnh theo tỷ lệ năng lượng dự đoán/dự kiến và được so sánh trực tiếp với dự đoán ban đầu.

Chỉ số tính năng năng lượng gộp được tính sử dụng tổng năng lượng dự kiến, như được tính theo 6.6.8.

Chỉ số tính năng năng lượng trong vận hành được tính sử dụng năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống khả dụng, như trong 6.6.7.

Độ khả dụng của năng lượng không bao gồm nguyên nhân bên ngoài được tính bằng cách loại bỏ năng lượng dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng do các nguyên nhân nằm ngoài tầm kiểm soát của nhà máy.

Sự so sánh năng lượng đo được và năng lượng dự kiến bao gồm việc xem xét các độ không đảm bảo đo theo 6.9, như được hướng dẫn theo thỏa thuận ban đầu hoặc kế hoạch thử nghiệm.

Độ không khả dụng của năng lượng được tính dưới dạng tỷ lệ giữa năng lượng dự kiến trong các thời điểm không khả dụng (như xác định ở 6.6.6) và tổng năng lượng dự kiến (như xác định ở 6.6.8). Tỷ lệ này có thể có dạng phân số hoặc phần trăm.

Độ khả dụng của năng lượng được tính từ độ không khả dụng của năng lượng khi độ không khả dụng của năng lượng có dạng phân số:

$$\text{Độ khả dụng của năng lượng} = 1 - \text{độ không khả dụng của năng lượng} \quad (3)$$

Hoặc, độ khả dụng của năng lượng được tính toán từ độ không khả dụng của năng lượng khi độ không khả dụng của năng lượng có dạng tỉ lệ phần trăm:

$$\text{Độ khả dụng của năng lượng} = 100 \% - \text{độ không khả dụng của năng lượng} \quad (4)$$

6.8.2 Tính toán hệ số công suất

Hệ số công suất là một thước đo thường được áp dụng cho các nhà máy điện và giúp so sánh giữa nhà máy điện mặt trời và các nhà máy điện khác. Phép tính này được dựa trên công suất danh định xoay chiều của nhà máy (mức thấp hơn của công suất danh định một chiều của dàn hoặc tổng các công suất danh định của bộ nghịch lưu trong hệ thống, được tính theo TCVN 13083-1 (IEC 61724-1)) và xác định một phần điện năng phát ra so với điện năng mà nhà máy phát ra nếu được vận hành ở công suất danh định xoay chiều 100 % thời gian.

$$\text{Hệ số công suất} = (E_{\text{out}} / \text{công suất danh định xoay chiều}) / (24 \times \text{số ngày}) \quad (5)$$

Trong đó E_{out} tính bằng kWh, công suất danh định xoay chiều tính bằng kW, được tính từ tổng các công suất danh định của bộ nghịch lưu, và số ngày là số ngày thực hiện thử nghiệm, thường là 365 hoặc 366.

6.8.3 Tính toán tỷ lệ tính năng

Tỷ lệ tính năng (được xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1), 10.3.1) phản ánh điện năng phát ra tương ứng với lượng năng lượng bức xạ và công suất danh định một chiều của dàn của nhà máy. Tỷ lệ này được tính từ:

$$\text{Tỷ lệ tính năng} = (E_{\text{out}} / P_0) / (H_t / G_{i,\text{ref}}) \quad (6)$$

trong đó:

E_{out} được tính bằng kWh,

TCVN 13083-3:2020

P_0 công suất danh định một chiều của dàn, tính bằng kW,

H_i năng lượng bức xạ mặt phẳng dàn, tính bằng kW/m^2 , và

$G_{i,ref}$ cường độ bức xạ được sử dụng để đánh giá các mô đun, thường là 1 kW/m^2 .

6.9 Phân tích độ không đảm bảo đo

Như một phần của kế hoạch đảm bảo tính năng hoặc kế hoạch thử nghiệm, thỏa thuận phải tuyên bố cách xem xét độ không đảm bảo đo trong phép đo. Theo đó, cần phải định lượng độ không đảm bảo đo trong phép đo và phân tích như một phần của việc xác định xem tính năng đo được có đạt mức kỳ vọng không.

Dữ liệu được thu thập với độ chính xác nhất quán hoặc tốt hơn so với sự mô tả trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1) đối với cấp được chọn của phép đo. Trong khi, độ chính xác của phép đo xác định cấp của phép đo thì độ không đảm bảo đo cuối cùng gắn liền với kết luận của thử nghiệm sẽ phụ thuộc vào tỉ lệ dữ liệu bị loại bỏ và các yếu tố khác không được xác định trong TCVN 13083-1 (IEC 61724-1). Điều 6.2.8 cung cấp một số hướng dẫn bổ sung về phân tích độ không đảm bảo đo. Nếu có thay đổi hoặc điều chỉnh, phải được tất cả các bên tham gia thử nghiệm thống nhất.

Độ không đảm bảo đo cần được xác định cho kết quả thử nghiệm mà không phải cho dự đoán ban đầu. Độ không đảm bảo đo đi kèm với mô hình được sử dụng để dự đoán ban đầu được bỏ qua vì thỏa thuận dựa trên dự đoán ban đầu. Tuy nhiên, độ không đảm bảo đo đi kèm với các dữ liệu thời tiết đo được sẽ được đưa vào độ không đảm bảo đo trong năng lượng dự kiến được tính toán sử dụng cùng một mô hình.

Cả độ không đảm bảo đo mang tính hệ thống (trệch) và mang tính ngẫu nhiên (chính xác) đều được xem xét trong phân tích này. Các yếu tố góp phần tạo ra độ không đảm bảo đo phụ thuộc vào mô hình sử dụng, nhưng thường xem xét độ không đảm bảo đo trong các phép đo bức xạ, nhiệt độ, tốc độ gió và điện phát ra.

Độ không đảm bảo đo đi kèm với từng cảm biến được lấy từ quy định kỹ thuật của nhà sản xuất và/hoặc từ báo cáo hiệu chuẩn do phòng thí nghiệm hiệu chuẩn cung cấp. Như được chú thích trước đó, nếu việc kiểm tra dữ liệu phát hiện dữ liệu của cảm biến có độ trôi hoặc sai số khác nằm ngoài quy định kỹ thuật của nhà sản xuất thì dữ liệu này cần được loại ra theo thỏa thuận của các bên tham gia. Nếu dữ liệu này không được loại ra thì độ không đảm bảo đo sẽ tăng lên tương ứng với sự sai khác quan sát được.

Phân tích độ không đảm bảo đo cũng phải bao gồm các sai số hệ thống có thể phát sinh từ việc lắp đặt sai hoặc không thích hợp các cảm biến, bao gồm:

- vị trí cảm biến bức xạ (độ nghiêng, góc phương vị và độ cao);
- chênh lệch suất phản chiếu giữa mô hình và suất phản chiếu gần cảm biến mặt phẳng dàn.

- vị trí của cảm biến nhiệt độ so với mô hình
- vị trí của cảm biến gió so với mô hình;
- bản chưa xác định được vị trí;
- lớp phủ tuyết chưa xác định được vị trí.

7 Lập tài liệu quy trình thử nghiệm

Tiêu chuẩn này nhằm đưa ra các hướng dẫn vừa mang tính quy tắc và vừa cụ thể về thử nghiệm và cho phép linh hoạt khi cần thiết để phù hợp với từng hệ thống riêng biệt và duy nhất. Do đó, cần xác định một kế hoạch thử nghiệm chi tiết và cụ thể đối với từng ứng dụng của thử nghiệm này trước khi bắt đầu tiến hành thử nghiệm. Quy trình thử nghiệm này bao gồm tất cả các yêu cầu và thỏa thuận cụ thể về thực hiện thử nghiệm và rút gọn dữ liệu. Tất cả các bên tham gia thử nghiệm có đủ cơ hội để xem xét và phê duyệt quy trình thử nghiệm này. Khuyến cáo rằng việc lập tài liệu quy trình thử nghiệm bao gồm các phần sau:

- a) Mục đích;
- b) Các giá trị đảm bảo và cơ sở để đảm bảo hoặc dự đoán tính năng
- c) Lịch trình thử nghiệm;
- d) Các bên tham gia thử nghiệm và các vai trò, trách nhiệm tương ứng đối với mô tả chi tiết việc lắp đặt, vận hành, và phân tích dữ liệu, bao gồm trách nhiệm về:
 - 1) Hiệu chuẩn.
 - 2) Chất lượng dữ liệu liên tục.
 - 3) Làm sạch các cảm biến;
 - 4) Làm sạch dàn;
 - 5) Phát hiện các vấn đề hệ thống;
 - 6) Giải quyết các vấn đề hệ thống;
 - 7) Xác định các cắt giảm điện năng (nếu có);
 - 8) Phân tích dữ liệu;
 - 9) Viết/xem xét lại báo cáo cuối cùng;
 - 10) Các vai trò liên quan khác.
- e) Các yêu cầu vận hành và bảo trì nhà máy.
- f) Thiết bị đo.

TCVN 13083-3:2020

- g) Phân tích độ không đảm bảo đo trước thử nghiệm.
- h) Các phương pháp chi tiết về xử lý dữ liệu và rút gọn dữ liệu.
- i) Các tiêu chí đối với một thử nghiệm thành công.
- j) Các tờ thông số kỹ thuật của thiết bị đo và giấy chứng nhận hiệu chuẩn.
- k) Phụ lục dữ liệu khí tượng lịch sử.
- l) Phụ lục tổng hợp dữ liệu phân tích và đo được, bao gồm dữ liệu đã được thay thế trong mỗi kỳ báo cáo.

8 Báo cáo thử nghiệm

Báo cáo thử nghiệm cuối cùng phải bao gồm quy trình thử nghiệm (trình bày rõ ràng hoặc bằng cách tham chiếu) và các hạng mục sau:

- a) Mô tả bên thực hiện thử nghiệm.;
- b) Mô tả hiện trường cần thử nghiệm, bao gồm vĩ độ, kinh độ và cao độ.
- c) Mô tả các thuộc tính chất lượng của hiện trường ví dụ như tên đơn vị tích hợp hệ thống, tên nhà cung cấp vận hành và hoạt động bảo trì.
- d) Mô tả cấu hình hệ thống bao gồm nhà chế tạo và kiểu mô hình của các thành phần then chốt được sử dụng như môđun PV, bộ nghịch lưu, máy biến áp MV, v.v...
- e) Mô tả hệ thống cần thử nghiệm, đặc biệt là các khía cạnh về khí tượng được nêu trong Bảng 2, mô tả tất cả các đầu vào của mô hình. Cần lưu ý cụ thể có tải kí sinh hay không và cách lập tài liệu tải kí sinh này khi thử nghiệm.
- f) Mô tả các dữ liệu khí tượng lịch sử được sử dụng để dự đoán ban đầu như nêu trong Bảng 1 và/hoặc đưa vào các dữ liệu thô trong phụ lục nếu dữ liệu tham chiếu không sẵn có.
- g) Tóm tắt về việc dự đoán tính năng ban đầu được thực hiện dựa trên các dữ liệu lịch sử.
- h) Tóm tắt việc xác định các dữ liệu khí tượng được lấy trong quá trình thử nghiệm như mô tả trong Bảng 2, bao gồm dữ liệu hiệu chuẩn đối với tất cả các cảm biến (nhận dạng cảm biến, phòng thí nghiệm thử nghiệm, ngày giờ thử nghiệm và các thay đổi quan sát được trong hiệu chuẩn).
- i) Tóm tắt việc xác định các dữ liệu đầu ra thu thập được trong quá trình thử nghiệm như mô tả trong Bảng 2, bao gồm các bản ghi về việc hiệu chuẩn đã thực hiện.
- j) Dữ liệu chưa xử lý thu thập được trong quá trình thử nghiệm, trong đó ghi lại dữ liệu nào đã được gắn cờ liên quan đến các thời điểm hệ thống không khả dụng (nên lập thành một phụ lục của báo cáo).
- k) Giải thích tại sao dữ liệu được thay thế (nếu có).
- l) Danh mục tất cả các sai lệch so với quy trình thử nghiệm và tại sao lại thực hiện như vậy.

m) Tóm tắt (xem ví dụ ở Phụ lục A):

- 1) sản lượng điện dự kiến được tính từ dữ liệu thời tiết đo được trong các thời điểm khả dụng (6.6.7),
 - 2) sản lượng điện dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng (6.6.6) được chia thành hai loại theo nguyên nhân (bên trong hoặc bên ngoài, nếu muốn),
 - 3) tổng sản lượng điện dự kiến trong toàn bộ thời gian thử nghiệm (6.6.8),
 - 4) sản lượng điện đo được (6.7),
 - 5) độ khả dụng năng lượng được tính toán (6.8),
 - 6) chỉ số tính năng năng lượng gộp và chỉ số năng lượng trong vận hành theo phân số hoặc phần trăm (6.8),
 - 7) nên bao gồm sự phân chia các nguyên nhân của chỉ số tính năng năng lượng nhỏ hơn 100 %
- n) Mô tả về phân tích độ không đảm bảo đo và tuyên bố về độ không đảm bảo đo đi kèm với tính năng dự kiến và độ khả dụng, dựa trên độ không đảm bảo đo của các phép đo thời tiết (xem 6.9).
- o) Mô tả về phân tích độ không đảm bảo đo và tuyên bố về độ không đảm bảo đo đi kèm với tính năng đo được (xem 6.9).

Đối với các hạng mục bị trùng lặp trong cả hai danh sách, báo cáo cuối cùng cần lặp lại thông tin gốc, kiểm tra xác nhận rằng dự án đã được thực hiện như kế hoạch ban đầu, hoặc ghi lại các thay đổi xảy ra trong quá trình thử nghiệm.

Phụ lục A

(Tham khảo)

Ví dụ về tính các chỉ số tính năng năng lượng

Tập hợp các phép đo giả định được tổng hợp trong Bảng A.1. Việc tính toán các chỉ số tính năng năng lượng và các thước đo khác được áp dụng cho bộ dữ liệu này là một ví dụ minh họa.

Bảng A.1 – Dữ liệu giả định để thực hiện tính toán

Thời gian	Mô tả	Năng lượng bức xạ kWh/m ²	Năng lượng dự kiến MWh					Năng lượng đo được MWh
			Hệ thống khả dụng	Hệ thống không khả dụng vì nguyên nhân bên trong	Hệ thống không khả dụng vì nguyên nhân bên ngoài	Tổng thời điểm hệ thống không khả dụng	Tổng	
01/01 – 30/06	Vận hành liên tục	1000	900	0	0	0	900	910
01/07 – 02/07	Một trong 10 bộ nghịch lưu không kết nối	10	9	1	0	1	10	9
03/07 – 23/07	Vận hành liên tục	100	100	0	0	0	100	99
24/07 – 27/07	Lưới điện không kết nối vì hỏng máy biến áp	20	0	0	20	20	20	0
28/07 – 31/12	Vận hành liên tục	800	800	0	0	0	800	801
Tổng		1 930	1 809	1	20	21	1 830	1 819

Tóm tắt các tính toán:

- Sản lượng điện dự kiến được tính từ dữ liệu thời tiết đo được trong các thời điểm khả dụng (6.6.7) = 1 809 MWh.
- Sản lượng điện dự kiến trong các thời điểm hệ thống không khả dụng (6.6.6) = 1 MWh đối với các nguyên nhân bên trong, 20 MWh đối với các nguyên nhân bên ngoài, hoặc 21 MWh đối với tất cả các thời điểm hệ thống không khả dụng.
- Tổng sản lượng điện dự kiến trong thời gian thử nghiệm (6.6.8) = 1 830 MWh.
- Sản lượng điện đo được (6.7) = 1 819 MWh.
- Độ khả dụng năng lượng (6.8.1) = $1\ 809/1\ 830 = 0,989 = 98,9\ %$.
- Chỉ số tính năng năng lượng gộp (6.8.1) = $1\ 819/1\ 830 = 99,4\ %$ bao gồm các sự cố cắt điện bên ngoài hoặc = $1\ 819/1\ 810 = 100,5\ %$ không bao gồm các sự cố cắt điện bên ngoài.
- Chỉ số tính năng năng lượng trong vận hành (6.8.1) = $1\ 819/1\ 809 = 100,6\ %$.

Thư mục tài liệu tham khảo

- [1] TCVN 13083-2 (IEC TS 61724-2), *Tính năng của hệ thống quang điện – Phần 2: Phương pháp đánh giá công suất*
- [2] TCVN 11855-1 (IEC 62446-1), *Hệ thống quang điện (PV) – Yêu cầu thử nghiệm, tài liệu và bảo trì – Phần 1: Hệ thống nối lưới – Tài liệu, thử nghiệm nghiệm thu và kiểm tra*
- [3] IEC 62670-2, *Photovoltaic concentrators (CPV) – Performance testing – Part 2: Energy measurement*
- [4] ASTM E2848-13, *Standard test method for reporting photovoltaic non-concentrator system performance*
-