



(12) BẢN MÔ TẢ SÁNG CHẾ THUỘC BẰNG ĐỘC QUYỀN SÁNG CHẾ

(19) Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (VN)
CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ

(11)



1-0049750

(51)^{2022.01} H02S 50/00; G06Q 50/06; H02J 3/38

(13) B

(21) 1-2024-00759

(22) 06/03/2020

(62) 1-2021-05552

(86) PCT/JP2020/009892 06/03/2020

(87) WO 2020/184495 17/09/2020

(30) 2019-043208 08/03/2019 JP; 2019-043209 08/03/2019 JP; 2019-114877 20/06/2019 JP; 2019-114880 20/06/2019 JP; 2020-039351 06/03/2020 JP; 2020-039352 06/03/2020 JP; 2020-039355 06/03/2020 JP

(45) 25/08/2025 449

(43) 25/04/2024 433

(73) KYOCERA Corporation (JP)

6, Takeda Tobadono-cho, Fushimi-ku, Kyoto-shi, Kyoto 6128501, Japan

(72) NIIRA, Koichiro (JP); UCHIDA, Shinsuke (JP); KUROSE, Takuya (JP); YADA, Shinji (JP); FUJIWARA, Kyosuke (JP); TAKATO, Hidetaka (JP); SHIRASAWA, Katsuhiko (JP); INO, Yuji (JP).

(74) Công ty TNHH Sáng chế ACTIP (ACTIP PATENT LIMITED)

(54) THIẾT BỊ XỬ LÝ THÔNG TIN, PHƯƠNG PHÁP ĐIỀU KHIỂN VÀ PHƯƠNG TIỆN LƯU TRỮ CÓ THỂ ĐỌC BẰNG MÁY TÍNH KHÔNG TẠM THỜI

(21) 1-2024-00759

(57) Sáng chế đề cập đến thiết bị xử lý thông tin dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai. Thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước. Thông tin thứ hai biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trên mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt. Thông tin kết quả là thông tin về khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường. Ngoài ra, thông tin thứ hai được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt. Ngoài ra, sáng chế còn đề cập đến phương pháp điều khiển hệ thống và phương tiện ghi có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện.

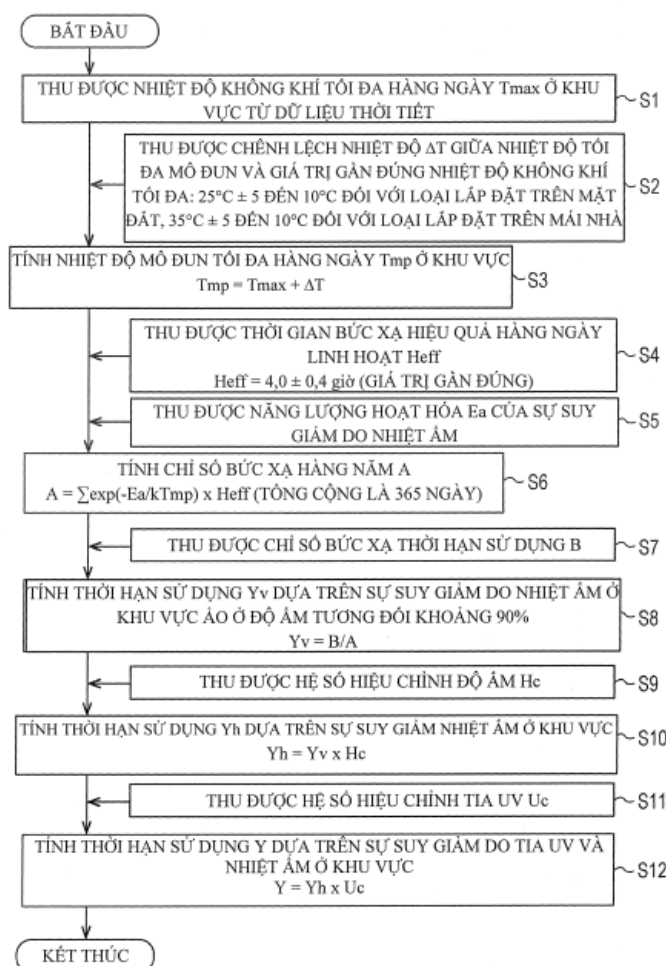


Fig.4

Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

Sáng chế liên quan đến thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện, phương pháp điều khiển và phương tiện lưu trữ có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ chương trình để thực hiện phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện.

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

Trong những năm gần đây, các nghiên cứu về sự suy giảm của mô đun quang điện (photovoltaic module: PV) (sau đây được gọi là “các mô đun PV” hoặc đơn giản là “các mô đun”) đã được tiến hành. Ví dụ, tài liệu non-patent (Non-Patent Literature: NPL) 1 đề cập đến sự hư hại của vật liệu polyme đối với mô đun PV khi hoạt động ở môi trường nhiệt độ cao. Ngoài ra, ví dụ, tài liệu patent (Patent Literature: PTL) 1 bộc lộ phương pháp đánh giá mô đun PV để đo sự xâm nhập của nước ở giai đoạn trước khi xảy ra sự thay đổi của mô đun PV. Ngoài ra, ví dụ, PTL 2 bộc lộ thiết bị quản lý để dự tính sự suy giảm sản lượng của mô đun PV.

Danh sách các tài liệu tham khảo

Tài liệu non-patent

NPL 1: Sarah Kurtz, et al “Đánh giá mức độ phơi sáng nhiệt độ cao của các mô đun quang điện lắp trên giá đỡ” tài liệu hội nghị NREL/CP-520-45986, 6/2009

Tài liệu patent

PTL 1: công bố đơn hữu ích Nhật Bản không thẩm định nội dung số 2007-165438

PTL 2: công bố đơn hữu ích Nhật Bản không thẩm định nội dung số 2014-82309

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện theo một phương án của sáng chế là thiết bị xử lý thông tin bao gồm:

đầu vào nhận thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước, và nhận thông tin thứ hai biểu thị lượng bức xạ

nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trên mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, thông tin thứ hai được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt; và

đầu ra xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian dự tính trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường.

Phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện theo phương án của sáng chế bao gồm các bước sau:

thu thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước;

thu thông tin thứ hai biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trên mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, thông tin thứ hai được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt; và

xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường, dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai.

Trong phương pháp điều khiển, thông tin thứ hai được tạo ra trên cơ sở thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt.

Phương tiện lưu trữ có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ chương trình để thực hiện phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện, chương trình điều khiển bao gồm các bước sau:

thu thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước;

thu thông tin thứ hai thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trên mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện

được lắp đặt, thông tin thứ hai được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt; và

xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian định trước trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường, dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai.

Trong phương tiện lưu trữ có thể đọc bằng máy tính không tạm thời, thông tin thứ hai được tạo ra trên cơ sở thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt.

Ngoài ra, thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện theo phương án của sáng chế bao gồm:

đầu vào nhận thông tin thứ nhất biểu thị giá trị quy ước của nhiệt độ của mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường trong một năm, và nhận thông tin thứ hai biểu thị mối tương quan giữa nhiệt độ và/hoặc độ ẩm của mô đun quang điện và khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước, mối tương quan thu được từ các kết quả của hai kiểm tra trở lên được thực hiện trong các điều kiện môi trường khác nhau, và

đầu ra xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian định trước trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước ở hiện trường.

Phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện theo phương án của sáng chế bao gồm các bước sau:

thu thông tin thứ nhất biểu thị giá trị quy ước của nhiệt độ của mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường trong một năm;

thu thông tin thứ hai biểu thị mối tương quan giữa nhiệt độ và/hoặc độ ẩm của mô đun quang điện và khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước, mối tương quan thu được từ các kết quả của hai kiểm tra trở lên được thực hiện trong các điều kiện môi trường khác nhau; và

xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian định trước trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước ở hiện trường, dựa trên thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai.

Phương tiện lưu trữ có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ chương trình để thực hiện phương pháp điều khiển thiết bị dự tính thời hạn sử dụng của mô đun quang điện, chương trình điều khiển bao gồm các bước sau:

thu thông tin thứ nhất biểu thị giá trị quy ước của nhiệt độ của mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường trong một năm;

thu thông tin thứ hai biểu thị mối tương quan giữa nhiệt độ và/hoặc độ ẩm của mô đun quang điện và khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện phát điện năng định trước, mối tương quan thu được từ các kết quả của hai kiểm tra trở lên được thực hiện trong các điều kiện môi trường khác nhau; và

xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian định trước trong đó mô đun quang điện được mong muốn phát điện năng định trước ở hiện trường, dựa trên thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai.

Mô tả vắn tắt các hình vẽ

Fig.1 là sơ đồ khối minh họa ví dụ của cấu hình của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế;

Fig.2 là đồ thị minh họa sự suy giảm của mô đun PV;

Fig.3 là hình vẽ minh họa cấu trúc của mô đun PV thông thường;

Fig.4 là lưu đồ logic minh họa dự tính thời hạn sử dụng theo phương án của sáng chế;

Fig.5 là lưu đồ logic khác minh họa dự tính thời hạn sử dụng theo phương án của sáng chế;

Fig.6 là đồ thị minh họa ví dụ về dữ liệu nhiệt độ đo được thực tế ở hiện trường;

Fig.7 là đồ thị minh họa ví dụ về các thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày;

Fig.8 là đồ thị minh họa ví dụ về các thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày;

Fig.9 là hình vẽ minh họa bổ sung ví dụ về các thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày;

Fig.10 là hình vẽ minh họa ví dụ về các thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày được tính toán;

Fig.11 là đồ thị minh họa sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm;

Fig.12 là đồ thị minh họa ví dụ trong đó thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được bình thường hóa;

Fig.13A và Fig.13B là các đồ thị minh họa sự phụ thuộc nhiệt độ và độ ẩm tương đối của áp suất hơi nước;

Fig.14 là đồ thị minh họa quy trình tính độ ẩm tương đối (relative humidity: RH) ở nhiệt độ mô đun;

Fig.15 là đồ thị minh họa ví dụ về mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm (humidity correction coefficient: Hc);

Fig.16 là hình vẽ minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ khu vực và độ ẩm tương đối ở nhiệt độ kiểm tra nhiệt ẩm;

Fig.17 là hình vẽ minh họa sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm;

Fig.18 là hình vẽ minh họa ví dụ về bình thường hóa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm;

Fig.19 là hình vẽ minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở hiện trường ở Nhật Bản;

Fig.20 là hình vẽ minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở hiện trường bên ngoài Nhật Bản;

Fig.21 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở hiện trường bên ngoài Nhật Bản;

Fig.22 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa hệ số phân tách của nước và nhiệt độ giữa lớp etylen vinyl axetat (EVA) và không khí;

Fig.23 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa hệ số phân tách của nước giữa lớp EVA và không khí, áp suất hơi nước bão hòa và nhiệt độ;

Fig.24 là hình vẽ minh họa các ví dụ về nồng độ phân tử nước trong một số lớp EVA;

Fig.25 là các đồ thị minh họa các kết quả kiểm tra tuần tự nhiệt ẩm (damp heat:

DH) tia cực tím (ultraviolet: UV) trên các mô đun PV sử dụng một số loại lớp EVA;

Fig.26 là đồ thị minh họa ví dụ về mối quan hệ giữa thời gian thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm và nhiệt độ;

Fig.27 là đồ thị minh họa ví dụ về mối quan hệ giữa thời gian thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm và nhiệt độ;

Fig.28 là đồ thị minh họa ví dụ về mối tương quan giữa nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm (T_{mp_eff}), giá trị trung bình hàng năm của T_{max} , và ΔT ;

Fig.29 là hình vẽ minh họa việc dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng kiểm tra gia tốc của mô đun PV thu được từ một khu vực;

Fig.30 là hình vẽ minh họa dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng kiểm tra gia tốc đối với mô đun PV thu được ở hiện trường;

Fig.31 là đồ thị minh họa ví dụ về các kết quả của các thí nghiệm phân tích nồng độ axit axetic đối với lượng năng lượng chiếu xạ của tia UV;

Fig.32 là đồ thị minh họa thời gian thời hạn sử dụng của các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường được vẽ trên biểu đồ minh họa các ví dụ về mối quan hệ giữa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm và nhiệt độ;

Fig.33 là đồ thị minh họa thời hạn sử dụng của các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường được vẽ trên biểu đồ minh họa các ví dụ về mối quan hệ giữa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm và nhiệt độ;

Fig.34 là đồ thị minh họa thời hạn sử dụng của các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường được vẽ trên biểu đồ minh họa các ví dụ về mối quan hệ giữa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm và nhiệt độ; và

Fig.35 là lưu đồ logic khác minh họa dự tính thời hạn sử dụng theo phương án của sáng chế.

Mô tả chi tiết sáng chế

Thiết bị xử lý thông tin

Nếu sự dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm có thể được chuyển đổi thành giá trị số hợp lý, điều này đóng góp vào sự đánh giá mô đun PV. Sáng chế đề cập đến thiết bị xử lý thông tin, phương pháp điều khiển, và chương trình đóng

góp vào sự đánh giá mô đun PV. Theo phương án của sáng chế đề xuất thiết bị xử lý thông tin, phương pháp điều khiển, và chương trình đóng góp vào sự đánh giá mô đun PV. Trong phần mô tả sau đây, thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế sẽ được mô tả dựa trên các hình vẽ.

Ví dụ, giả định rằng người dùng của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể là người muốn biết thời hạn sử dụng dự tính của mô đun PV mà tạo thành thiết bị phát điện quang điện hoặc thiết bị tương tự. Ví dụ, người dùng muốn biết thời hạn sử dụng dự tính của mô đun PV có thể là người trong gia đình, công ty nói chung hoặc tương tự mà cân nhắc để lắp đặt hoặc bán thiết bị phát điện quang điện. Ví dụ, người dùng muốn biết thời hạn sử dụng dự tính của mô đun PV có thể là người thực hiện kiểm tra hoặc đánh giá các mô đun PV ở tổ chức giám định hoặc tương tự. Người dùng được giả định của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể là bất kỳ người nào muốn biết thời hạn sử dụng dự tính của mô đun PV. Trong phần mô tả sau đây, người vận hành thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế (ví dụ, người tiêu dùng, doanh nhân, kỹ thuật viên hoặc kỹ thuật viên kiểm tra) sẽ được gọi đơn giản là “người dùng”.

Thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế cụ thể là xuất ra thông tin về thời hạn sử dụng của mô đun PV theo thông tin đầu vào bởi thao tác của người dùng. Ví dụ, người dùng có thể nhập vào thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế các loại thông tin khác nhau về mô đun PV cần đo thời hạn sử dụng của nó. Ví dụ, tùy theo các loại thông tin khác nhau của đầu vào mô đun PV bởi người dùng, thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế xuất ra thông tin về dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV. Thông tin về dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV xuất ra từ thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể là, ví dụ, thông tin về khoảng thời gian, chẳng hạn như số năm, cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV. Thông tin về khoảng thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể là, ví dụ, khoảng thời gian trong đó có thể tạo ra điện năng mà không làm giảm đáng kể các đặc tính của mô đun PV (các đặc tính điện được tạo ra (hạt vật chất (particulate matter: Pm)) hoặc các đặc tính hệ số đầy (fill factor: FF) sẽ được mô tả sau đây), tức là khoảng thời gian trong đó các đặc tính của mô đun PV được giảm đến tỷ lệ định trước so với giá trị ban đầu. Thông tin về dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV xuất ra theo cách này có thể được hiển thị cụ thể trên thiết bị hiển thị hoặc tương tự. Do đó, người dùng có thể

biết thời hạn sử dụng dự tính của mô đun PV.

Fig.1 là sơ đồ minh họa cấu hình của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế.

Thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể được tạo thành, ví dụ, như thiết bị đầu cuối chuyên dụng. Nói cách khác, thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể được tạo ra bởi, ví dụ, máy tính cá nhân (Personal Computer: PC), máy tính cá nhân để bàn, thiết bị đầu cuối máy tính bảng, điện thoại thông minh, điện thoại di động hoặc thiết bị tương tự. Ngoài ra, các chức năng của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế có thể được thực hiện như một phần của các chức năng của thiết bị điện tử khác. Các chức năng của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế còn có thể được thực hiện bằng cách thực hiện chương trình ứng dụng để thực hiện quá trình xử lý của thiết bị xử lý thông tin theo phương án của sáng chế trong bất kỳ thiết bị điện tử nhất định nào được trang bị với máy tính.

Như được thể hiện trên Fig.1, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế bao gồm bộ phận điều khiển 10, bộ phận đầu vào 20, bộ phận đầu ra 30, bộ phận truyền thông 40, và bộ phận lưu trữ 50.

Bộ phận điều khiển 10 điều khiển và quản lý toàn bộ thiết bị xử lý thông tin 1, bao gồm các bộ phận chức năng tạo thành thiết bị xử lý thông tin 1. Bộ phận điều khiển 10 có thể được tạo thành bao gồm, ví dụ, bộ xử lý trung tâm (Central Processing Unit: CPU) và thiết bị tương tự. Trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, bộ phận điều khiển 10 có thể tính toán và/hoặc xử lý các loại thông tin khác nhau liên quan đến dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV.

Để cung cấp khả năng điều khiển và xử lý để thực hiện các chức năng khác nhau, thiết bị xử lý thông tin 1 còn có thể bao gồm ít nhất một bộ xử lý làm bộ phận điều khiển 10. Trong các phương án khác nhau, ít nhất một bộ xử lý có thể được thực hiện như mạch tích hợp (integrated circuit: IC) riêng lẻ hoặc nhiều mạch tích hợp được kết nối truyền thông và/hoặc như một mạch riêng biệt (nhiều mạch riêng biệt). Ít nhất một bộ xử lý có thể được thực hiện theo các công nghệ khác nhau đã biết.

Trong một phương án, bộ xử lý bao gồm một hoặc nhiều mạch hoặc bộ phận được tạo ra để thực hiện một hoặc nhiều quy trình hoặc quá trình tính dữ liệu. Ví dụ, bộ xử lý có thể thực hiện các chức năng sau đây bằng cách bao gồm một hoặc nhiều bộ xử lý, bộ

điều khiển, bộ vi xử lý, bộ vi điều khiển, mạch tích hợp chuyên dụng (application specific integrated circuit: ASIC), thiết bị xử lý tín hiệu kỹ thuật số, thiết bị logic có thể lập trình, mảng cổng có thể lập trình dạng trường, bất kỳ sự kết hợp nhất định nào của các thiết bị hoặc kết cấu này, hoặc sự kết hợp của các thiết bị hoặc kết cấu đã biết khác.

Bộ phận đầu vào 20 có thể là bất kỳ bộ phận đầu vào nhất định được sử dụng cho hoạt động của người dùng, ví dụ, phím (phím vật lý) chẳng hạn như bàn phím, thiết bị trợ chẳng hạn như chuột hoặc chuột bi xoay (track ball) và/hoặc thiết bị tương tự. Trong một phương án, bởi vì bộ phận đầu vào 20 có thể là bất kỳ bộ phận đầu vào đã biết, phần mô tả chi tiết sẽ được bỏ qua. Trong một phương án, thiết bị xử lý thông tin 1 có thể thu được nhiều loại thông tin khác nhau cần thiết cho dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV từ bộ phận đầu vào 20.

Bộ phận đầu ra 30 hiển thị các kết quả xử lý hoặc tương tự thu được bởi thiết bị xử lý thông tin 1. Trong một phương án, ví dụ, bộ phận đầu ra 30 như màn hình hiển thị, ví dụ, thông tin liên quan đến dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV. Ngoài ra, trong một phương án, ví dụ, để xuất ra thông tin nêu trên, bộ phận đầu ra 30 hiển thị các ký tự, biểu tượng, hình ảnh và/hoặc tương tự tạo thành màn hình để khuyến khích người dùng nhập thông tin định trước. Dữ liệu cần thiết để hiển thị trên bộ phận đầu ra 30 được cung cấp từ bộ phận điều khiển 10.

Bộ phận đầu ra 30 có thể là bất kỳ bộ phận hiển thị nào chẳng hạn như màn hình tinh thể lỏng, màn hình phát quang điện (Electro-Luminescence: EL) hữu cơ (tấm pin phát quang điện hữu cơ) hoặc màn hình EL vô cơ (tấm pin phát quang điện vô cơ). Bộ phận đầu ra 30 có thể hiển thị nhiều loại thông tin khác nhau như các ký tự, số liệu, ký hiệu hoặc hình vẽ. Để khuyến khích người dùng vận hành thiết bị xử lý thông tin 1 để thực hiện hoạt động, bộ phận đầu ra 30 có thể hiển thị đối tượng tạo thành các giao diện người dùng đồ họa (graphical user interface: GUI) khác nhau bao gồm con trỏ, hình ảnh biểu tượng và tương tự. Ngoài ra, bộ phận đầu ra 30 có thể được tạo thành bằng cách bao gồm đèn nền hoặc tương tự nếu cần thiết.

Ngoài ra, bộ phận đầu ra 30 không nhất thiết giới hạn ở bộ phận mang lại các hiệu ứng hình ảnh cho người dùng. Bộ phận đầu ra 30 có thể sử dụng bất kỳ cấu hình nhất định nào miễn là người dùng có thể được thông báo thông tin về dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV. Ví dụ, loa phát thông tin về dự tính thời hạn sử dụng của mô đun

PV bằng cách sử dụng giọng nói hoặc tương tự có thể được thay thế cho bộ phận đầu ra 30. Hơn nữa, loa còn có thể được trang bị trong bộ phận đầu ra 30.

Trong một phương án, bộ phận đầu ra 30 còn có thể được tạo thành, ví dụ, như màn hình cảm ứng cùng với bộ phận đầu vào 20. Trong trường hợp này, màn hình cảm ứng có thể làm bộ phận đầu ra 30 bao gồm, ví dụ, bộ phận hiển thị chẳng hạn như màn hình tinh thể lỏng hoặc màn hình EL hữu cơ. Ngoài ra, trong trường hợp này, màn hình cảm ứng có thể làm bộ phận đầu vào 20 bao gồm, ví dụ, bộ cảm biến cảm ứng hoặc bảng điều khiển cảm ứng phát hiện có hoặc không có thao tác chạm của người dùng và vị trí của thao tác chạm. Trong cấu hình này, ví dụ, phím chẳng hạn như bàn phím số, biểu tượng, hoặc tương tự có thể được hiển thị trên bộ phận đầu ra 30 như đối tượng, và sự vận hành của người vận hành chạm vào đối tượng có thể được phát hiện bởi bộ phận đầu vào 20. Bộ phận đầu vào 20 có thể sử dụng bảng cảm ứng với nhiều loại khác nhau, chẳng hạn như loại điện trở, loại điện dung hoặc loại quang học.

Bộ phận truyền thông 40 có thể thực hiện các chức năng khác nhau bao gồm truyền thông không dây. Bộ phận truyền thông 40 có thể, ví dụ, thực hiện truyền dữ liệu bằng nhiều phương thức truyền thông khác nhau như tiến hóa dài hạn (Long Term Evolution: LTE). Bộ phận truyền thông 40 có thể, ví dụ, bao gồm mô-đem có phương thức truyền thông được tiêu chuẩn hóa bởi Bộ phận Tiêu chuẩn hóa Viễn thông của Liên minh Viễn thông Quốc tế (International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector: ITU-T). Bộ phận truyền thông 40 có thể thực hiện truyền thông không dây qua mạng với, ví dụ, thiết bị bên ngoài, chẳng hạn như máy chủ bên ngoài hoặc máy chủ hạ tầng đám mây thông qua, ví dụ, ăng ten. Trong một phương án, bộ phận truyền thông 40 có thể nhận nhiều loại thông tin khác nhau từ, ví dụ, cơ sở dữ liệu bên ngoài, chẳng hạn như máy chủ bên ngoài hoặc máy chủ đám mây. Ngoài ra, các loại thông tin khác nhau nhận được bởi bộ phận truyền thông 40 theo cách này có thể được lưu trữ ở bộ phận lưu trữ 50. Trong một phương án, thiết bị xử lý thông tin 1 có thể nhận hoặc thu nhiều loại thông tin khác nhau cần thiết để dự tính thời hạn sử dụng của mô-đun PV thông qua bộ phận truyền thông 40.

Bộ phận truyền thông 40 không giới hạn ở bộ phận chức năng thực hiện truyền thông không dây. Ví dụ, bộ phận truyền thông 40 có thể được tạo thành như giao diện cho kết nối có dây với thiết bị bên ngoài thông qua cáp hoặc tương tự.

Bộ phận lưu trữ 50 lưu trữ thông tin thu được từ bộ phận điều khiển 10, bộ phận truyền thông 40, và tương tự. Ngoài ra, bộ phận lưu trữ 50 lưu trữ chương trình được thực hiện bởi bộ phận điều khiển 10, hoặc tương tự. Ngoài ra, bộ phận lưu trữ 50 còn lưu trữ, ví dụ, các phần dữ liệu khác nhau, chẳng hạn như các kết quả tính thu được bởi bộ phận điều khiển 10. Ngoài ra, phần mô tả sau đây được mô tả dựa trên giả định rằng bộ phận lưu trữ 50 có thể bao gồm bộ nhớ công việc hoặc tương tự được sử dụng khi bộ phận điều khiển 10 vận hành. Bộ phận lưu trữ 50 có thể được tạo thành bởi, ví dụ, bộ nhớ bán dẫn, đĩa từ tính, hoặc tương tự, nhưng sáng chế không giới hạn bởi những bộ phận này mà có thể là bất kỳ bộ phận lưu trữ nào. Ví dụ, bộ phận lưu trữ 50 còn có thể là bộ phận lưu trữ quang học như đĩa quang hoặc có thể là đĩa quang từ hoặc tương tự. Ngoài ra, ví dụ, bộ phận lưu trữ 50 còn có thể là phương tiện lưu trữ chẳng hạn như thẻ nhớ được lắp vào thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án này. Ngoài ra, bộ phận lưu trữ 50 còn có thể là bộ nhớ trong của CPU được sử dụng như bộ phận điều khiển 10. Trong một phương án, thiết bị xử lý thông tin 1 có thể lưu trữ trong bộ phận lưu trữ 50 nhiều loại thông tin khác nhau cần thiết để dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV.

Trên Fig.1, từng bộ phận đầu vào 20, bộ phận đầu ra 30, bộ phận truyền thông 40, và bộ phận lưu trữ 50 có thể được tạo thành trong thiết bị xử lý thông tin 1 hoặc có thể được bố trí bên ngoài thiết bị xử lý thông tin 1.

Trong phần mô tả sau đây, các tính toán và/hoặc quy trình khác nhau được thực hiện bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể được thực hiện bởi bộ phận điều khiển 10. Trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, thông tin cần thiết cho các sự tính toán và/hoặc quy trình khác nhau được thực hiện bởi bộ phận điều khiển 10 có thể được lưu trữ trong bộ phận lưu trữ 50, có thể thu được từ bộ phận đầu vào 20, hoặc có thể nhận được từ bộ phận truyền thông 40. Ngoài ra, trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, các kết quả về các sự tính toán và/hoặc quy trình khác nhau được thực hiện bởi bộ phận điều khiển 10 có thể được lưu trữ trong bộ phận lưu trữ 50, có thể xuất ra từ bộ phận đầu ra 30, hoặc có thể được truyền ra bên ngoài từ bộ phận truyền thông 40.

Tiếp theo, các quy trình được thực hiện bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế sẽ được mô tả.

Sự suy giảm và thời hạn sử dụng của mô đun PV

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV trên cơ sở thông tin định trước liên quan đến mô đun PV. Thời hạn sử dụng của mô đun PV được cho là do sự suy giảm của mô đun PV, và do đó, sự suy giảm của mô đun PV sẽ được mô tả dưới đây.

Đối với sự suy giảm của mô đun PV, sự suy giảm dựa trên một số quan điểm được mong muốn. Ngoài ra, sự suy giảm theo một số quan điểm được mong muốn là do một số yếu tố. Theo sáng chế, “sự suy giảm của mô đun PV” có nghĩa là hiện tượng sản lượng điện thu được bởi sự phát điện quang điện bằng mô đun PV giảm dần theo thời gian và sau đó giảm nhanh. Đối với các yếu tố của sự suy giảm của mô đun PV, các chủ đơn sáng chế đã nhận thấy rằng có liên quan đến tia cực tím (sau đây còn được gọi là “tia UV”) và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm.

Fig.2 là đồ thị minh họa sự suy giảm của mô đun PV. Trên Fig.2, trục hoành biểu thị thời gian [các năm] và trục tung biểu thị sản lượng điện của mô đun PV bằng cách phát điện quang điện. Tức là, Fig.2 là đồ thị minh họa trạng thái trong đó sản lượng điện của mô đun PV thông thường giảm theo thời gian. Như được thể hiện trên Fig.2, trong mô đun PV thông thường, sự suy giảm ban đầu $Di\%$ được phát sinh hàng năm kể từ khi bắt đầu phát điện quang điện cho đến năm M. Ngoài ra, như được thể hiện trên Fig.2, trong mô đun PV thông thường, sự suy giảm hàng năm dần dần $Da\%$ xảy ra hàng năm. Tiếp theo, như được thể hiện trên Fig.2, trong mô đun PV thông thường, sự suy giảm nhanh xảy ra tại thời điểm nhất định (thời điểm đạt đến thời hạn sử dụng) như đã mô tả ở trên. Sản lượng điện bởi sự phát điện quang điện bằng mô đun PV “giảm nhanh” như đã mô tả ở trên do “sự suy giảm nhanh” được thể hiện trên Fig.2. Như đã biết rằng sự suy giảm nhanh này là do axit được tạo ra trong chất bịt kín của mô đun PV do tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm.

Trong mô đun PV, cách thức suy giảm dần theo thời gian và cách thức suy giảm nhanh tại thời điểm nhất định không nhất thiết là cùng một cách thức suy giảm. Trong sự suy giảm gây ra bởi axit được tạo ra bởi tia UV và bức xạ nhiệt ẩm được mô tả trong phần mô tả sau đây, hầu như không có sự suy giảm nào đóng vai trò là yếu tố chính của sự suy giảm hàng năm. Do đó, sự suy giảm hàng năm được mong muốn là sự suy giảm do yếu tố chính là cách thức suy giảm khác với sự suy giảm do axit được tạo ra bởi tia

UV và bức xạ nhiệt ẩm. Sự suy giảm nhanh được mô tả ở trên là cách thức suy giảm nhanh tại thời điểm nhất định. Sự suy giảm nhanh là sự suy giảm nhanh xuất hiện tại thời điểm nhất định bởi vượt quá sự suy giảm hàng năm bởi cách thức suy giảm khác cho đến thời điểm đó.

Tiếp theo, để mô tả các yếu tố nêu trên của sự suy giảm của mô đun PV, kết cấu của mô đun PV sẽ được mô tả sau đây.

Fig.3 là hình vẽ minh họa cấu trúc của mô đun PV. Fig.3 là hình vẽ minh họa mặt cắt ngang của mô đun PV. Fig.3 là hình vẽ minh họa mặt cắt ngang của mô đun PV thông thường làm ví dụ. Mô đun PV được thể hiện trên Fig.3 có độ dày theo hướng trục Z như được thể hiện trên Fig.3. Trong mô đun PV được thể hiện trên Fig.3, mặt hướng dương của trục Z còn được gọi là “mặt trước”, và mặt hướng âm của trục Z còn được gọi là “mặt sau”. Trên Fig.3, các phần không liên quan hoặc gần như không liên quan đến sự suy giảm nêu trên của mô đun PV được bỏ qua để phù hợp.

Như được thể hiện trên Fig.3, mô đun PV 100 bao gồm tấm kính bề mặt 110, tấm nền 120, và tế bào quang điện 130. Tấm kính bề mặt 110 tạo thành bề mặt tới đối với ánh sáng chẳng hạn như ánh sáng mặt trời. Tấm kính bề mặt 110 còn có chức năng của vật liệu bảo vệ bề mặt. Tấm nền 120 có chức năng như vật liệu bảo vệ bề mặt sau. Tế bào quang điện 130 được tạo thành từ chất bán dẫn như silic (Si). Tế bào quang điện 130 hấp thụ năng lượng ánh sáng và chuyển nó thành điện năng.

Tế bào quang điện 130 được bao bọc bằng chất bịt kín 140 trên mặt trước và chất bịt kín 150 ở mặt sau giữa tấm kính bề mặt 110 và tấm nền 120. Trong nhiều mô đun PV, chất bịt kín 140 và chất bịt kín 150 được tạo thành bằng cách sử dụng chất đồng trùng hợp etylen-vinyl axetat (EVA). Đối với tấm kính bề mặt 110, ví dụ, vật liệu có độ truyền sáng cao được sử dụng, chẳng hạn như kính siêu trắng, kính cường lực hoặc kính phản xạ nhiệt, có độ dày khoảng 2 mm đến 5 mm. Đối với tấm nền 120, ví dụ, một loại hoặc hai hoặc nhiều loại vật liệu polyme từ trong số polypropylen và polyolefin hoặc tương tự được sử dụng và có thể còn có tấm nhôm (Al) giữa các vật liệu polyme.

Như được thể hiện trên Fig.3, tế bào quang điện 130 bao gồm các điện cực 170 ở mặt trước và ở mặt sau của chất nền bán dẫn được tạo thành từ silic hoặc tương tự. Các điện cực 170, ví dụ, được tạo ra bằng cách sử dụng kim loại như bạc (Ag) hoặc nhôm (Al). Bất kỳ số lượng các điện cực 170 mong muốn nào có thể được tạo ra trên ít nhất

một bề mặt của mặt trước và mặt sau của chất nền bán dẫn. Như được thể hiện trên Fig.3, các điện cực 170 được tạo ra trên chất nền bán dẫn với các phần tiếp xúc 180 được xen kẽ ở giữa. Trong nhiều mô đun PV, các phần tiếp xúc 180 được tạo thành bằng lớp kính mỏng. Các điện cực 170 và các phần tiếp xúc 180 thường được tạo thành bằng cách in lớp keo dẫn điện như bạc chứa bột thủy tinh lên chất nền bán dẫn và nung nó. Các điện cực 170 và các phần tiếp xúc 180 còn có thể được tạo ra bằng cách sử dụng kỹ thuật lắng đọng màng như phún xạ hoặc phương pháp mạ, và các phần tiếp xúc 180 có thể được tạo ra với cùng vật liệu như các điện cực 170.

Như đã mô tả ở trên, sự suy giảm của mô đun PV 100 được thể hiện trên Fig.3 liên quan đến tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm. Sự suy giảm liên quan đến tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm trong mô đun PV 100 là do sự ăn mòn của các phần tiếp xúc (các lớp kính) 180 được tạo thành giữa các điện cực 170 và chất nền bán dẫn bởi axit được tạo ra trong lớp EVA do tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm. Lớp kính mỏng có độ dày khoảng từ 10 đến 100 nm được tạo thành như các phần tiếp xúc 180 giữa các điện cực 170 và chất nền bán dẫn. Các chức năng của lớp kính này vừa kết nối điện vừa liên kết cơ học giữa các điện cực 170 bằng bạc (Ag) và chất nền bán dẫn bằng silic (Si). Ngoài ra, bởi vì độ dày của lớp kính này mỏng nên kết nối điện giữa các điện cực 170 và chất nền bán dẫn không bị suy yếu. Sự ăn mòn bởi axit có thể xảy ra trong các điện cực 170 trên cả mặt trước và mặt sau của tế bào quang điện 130. Tuy nhiên, bởi vì hầu như không có tia UV nào đi vào mặt sau của tế bào quang điện 130, bức xạ nhiệt ẩm chủ yếu xuất hiện ở các điện cực 170 ở mặt sau của tế bào quang điện 130.

Lớp EVA tạo thành bởi các chất bịt kín 140 và 150 mà tạo ra axit (chủ yếu là axit axetic) dưới tác dụng của tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm. Một khi axit này ăn mòn lớp kính tạo thành các phần tiếp xúc 180, không còn chức năng liên kết cơ học của lớp kính. Ngay cả khi vẫn duy trì chức năng liên kết cơ học nhất định, sự ăn mòn của các lớp kính sẽ làm tăng điện trở, và chức năng kết nối điện suy giảm. Khi đó, một khi không còn chức năng liên kết cơ học và/hoặc kết nối điện của các phần tiếp xúc 180, thì không thể tách các hạt mang tạo quang điện sinh ra trong Si ra khỏi điện cực Ag. Theo cách này, các đặc tính quang điện của mô đun PV 100 sẽ suy giảm.

Sự ăn mòn của lớp kính tạo thành các phần tiếp xúc 180 có thể được xác nhận trực tiếp thông qua quan sát mặt cắt ngang qua kính hiển vi điện tử quét (Scanning Electron Microscope: SEM), phân tích bằng vi phân tích đầu dò điện tử (Electron Probe

MicroAnalysis: EPMA), hoặc tương tự trên các phần tiếp xúc 180. Tức là, có thể quan sát được sự biến mất của lớp kính giữa các phần tiếp xúc 180 (khoảng trống giữa Ag và Si), sự thay đổi thành phần của lớp kính và/hoặc tương tự tương ứng với mức độ ăn mòn. Đơn giản hơn, có thể xác định độ ăn mòn của lớp kính bằng cách xem hình ảnh điện phát quang (Electroluminescence: EL) của mô đun PV. Tức là, có thể quan sát được sự tạo ra, và/hoặc sự mở rộng và tương tự của vùng tối EL đặc trưng tương ứng với mức độ ăn mòn.

Các đặc tính phát điện bởi quá trình phát điện quang điện của mô đun PV 100 giảm nhanh khi tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm đạt đến lượng định trước. Đây là hiện tượng gây ra bởi sự ăn mòn nhanh chóng của lớp kính ở các phần tiếp xúc 180 do sự gia tăng của axit được mô tả ở trên. Thời điểm khi nồng độ axit axetic (nồng độ của các phân tử axit axetic) trong lớp EVA tăng đến khoảng $10^{19}/\text{cm}^3$ có thể được coi là định hướng cho sự xuất hiện của hiện tượng này. Lưu ý rằng nồng độ của các phân tử axit axetic có nghĩa là số phân tử axit axetic trong một đơn vị thể tích lớp EVA ở 25°C (298,15 K) ở áp suất không khí 1 atm. Trạng thái trong đó các đặc tính phát điện bởi quá trình phát điện quang điện của mô đun PV 100 giảm nhanh có thể là trạng thái trong đó mô đun PV 100 đã đạt đến thời hạn sử dụng.

Dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV

Tiếp theo, nguyên lý dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm, bằng thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, sẽ được mô tả. Trong phần mô tả sau đây, dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm, được thực hiện bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, sẽ được gọi đơn giản là “dự tính của thời hạn sử dụng” hoặc “dự tính thời hạn”.

Trước tiên, nguyên lý cơ bản để dự tính thời hạn sử dụng sẽ được mô tả. “Thời hạn sử dụng” được dự tính bằng thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể là, ví dụ, thời gian từ khi bắt đầu phát điện của mô đun PV cho đến khi các đặc tính phát điện giảm nhanh khi tia UV và/hoặc bức xạ nhiệt ẩm đạt đến lượng định trước. Trong phần mô tả sau đây, giá trị gần đúng của “thời hạn sử dụng” được dự tính bằng thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế là cho đến thời điểm khi hệ số đầy (sau đây còn được gọi là “đặc tính hệ số đầy (fill factor: FF)”) hoặc điện năng được

tạo ra (sau đây còn được gọi là “đặc tính Pm (particulate matter: Pm)”) giảm 10% so với giá trị ban đầu. Giá trị ban đầu biểu thị giá trị trước khi kiểm tra dự tính thời hạn sử dụng. Tuy nhiên, nguyên lý của dự tính thời hạn sử dụng bằng thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế còn có thể được sử dụng trong trường hợp khi các đặc tính phát điện giảm nhanh không được xác nhận tại thời điểm mà các đặc tính FF hoặc đặc tính Pm giảm 10% so với giá trị ban đầu. Trong trường hợp này, ngay cả khi giá trị gần đúng của thời hạn sử dụng là cho đến thời điểm khi các đặc tính FF hoặc đặc tính Pm giảm 20%, 30%, hoặc tương tự so với giá trị ban đầu, nguyên lý của dự tính thời hạn sử dụng bằng thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế về cơ bản thực hiện theo cùng một cách thức. Trong phần mô tả này, các đặc tính phát điện của mô đun PV được đo để phù hợp với tiêu chuẩn điện kỹ thuật (International Electrotechnical Commission: IEC 60891) (hoặc tiêu chuẩn công nghiệp Nhật Bản (Nhật Bản Industrial Standard: JIS C8914)).

Tiếp theo, việc kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện để dự tính thời hạn sử dụng sẽ được mô tả. Đối với phương pháp kiểm tra nhiệt ẩm, mô đun PV được đặt trong thiết bị kiểm tra nhiệt ẩm được thiết lập trong các điều kiện nhiệt độ và độ ẩm định trước, và do đó, mô đun PV được tiếp xúc trong môi trường định trước. Đối với điều kiện nhiệt độ, phạm vi nhiệt độ được sử dụng là từ 80 đến 135°C. Đối với điều kiện độ ẩm, phạm vi độ ẩm của độ ẩm tương đối được sử dụng là từ 85 đến 95%. Điều kiện nhiệt độ và điều kiện độ ẩm có thể được thiết lập theo cách thức nêu trên để phù hợp, và, ví dụ, trong điều kiện nhiệt độ 85°C và điều kiện độ ẩm 85%, có thể thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm. Sau đó, sau khi mô đun PV được trích xuất từ thiết bị kiểm tra theo từng khoảng thời gian định trước, các đặc tính phát điện của mô đun PV được đo. Sau đó, mô đun PV được đặt lại trong thiết bị kiểm tra và được tiếp xúc trong môi trường định trước. Bằng cách lặp lại bước này, thời gian cho đến khi các đặc tính của mô đun PV giảm nhanh được đo. Trong trường hợp này, khoảng thời gian định trước có thể được thay đổi cho phù hợp. Khoảng thời gian đo dài có thể được thiết lập ngay sau khi bắt đầu kiểm tra và, nếu có thể nhìn thấy sự sụt giảm các đặc tính phát điện ở mức độ nhất định, khoảng thời gian đo ngắn có thể được thiết lập. Trong phần mô tả này, kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên, tốt hơn là ba điều kiện nhiệt độ trở lên. Trong ba điều kiện nhiệt độ trở lên, có thể xác định liệu mối quan hệ giữa thời hạn sử dụng và nhiệt độ có mối quan hệ tuyến tính trong đồ thị Arrhenius hay không. Nếu không thu

được độ tuyến tính, việc kiểm tra có thể được thực hiện bằng cách thiết lập mới điều kiện nhiệt độ về phía nhiệt độ thấp sao cho thu được độ tuyến tính.

Lưu đồ logic của dự tính thời hạn sử dụng

Fig.4 là lưu đồ logic minh họa dự tính thời hạn sử dụng theo phương án của sáng chế. Fig.4 minh họa lưu đồ logic trong trường hợp khi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế thực hiện dự tính thời hạn sử dụng. Các mô tả chi tiết sẽ được mô tả sau đây. Như được thể hiện trên Fig.4, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thực hiện dự tính thời hạn sử dụng dựa trên đồ lưu logic sau đây.

Tức là, như được thể hiện ở bước S1 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 của thiết bị xử lý thông tin 1 thu được nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} ở hiện trường. Ví dụ, nhiệt độ này có thể được lấy từ dữ liệu thời tiết.

Như được thể hiện ở bước S2 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được ΔT (độ chênh lệch nhiệt độ giữa nhiệt độ tối đa của mô đun T_{mp} và nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max}). Giá trị gần đúng của độ chênh lệch có thể thu được nếu mô đun không lắp ở hiện trường hoặc không có thông tin nhiệt độ của mô đun. Giá trị gần đúng có thể là, ví dụ, khoảng $25^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và khoảng $35^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Ngoài ra, nếu mô đun được lắp ở hiện trường và có sẵn thông tin nhiệt độ của mô đun, giá trị có thể thu được từ dữ liệu đo thực tế của nhiệt độ tối đa của mô đun T_{mp} và dữ liệu nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} .

Như được thể hiện ở bước S3 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 tính nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} ($= T_{max} + \Delta T$) của mô đun PV ở hiện trường.

Như được thể hiện ở bước S4 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày H_{eff} mà có thể sử dụng một cách linh hoạt trong một năm. Nếu không có thông tin nhiệt độ của mô đun ở hiện trường, có thể thiết lập $H_{eff} = 4,0 \pm 0,4$ giờ làm giá trị gần đúng. Tốt hơn là, nếu có nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} được thể hiện là “trung bình hàng năm T_{max} ”, có thể thiết lập $H_{eff} [\text{h}] = 0,108 \times \text{trung bình hàng năm } T_{max} [^{\circ}\text{C}] + 1,7$. Tốt hơn nữa là, có thể thiết lập $H_{eff} [\text{h}] = -0,00248 \times (\text{trung bình hàng năm } T_{max} [^{\circ}\text{C}])^2 + 0,245 \times \text{trung bình hàng năm } T_{max} [^{\circ}\text{C}]$. Nếu có sẵn nhiệt độ mô đun ở hiện trường, H_{eff} có thể là giá

trị trung bình hàng năm của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $heff$, thay đổi theo từng ngày trong năm.

Như được thể hiện ở bước S5 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được năng lượng hoạt hóa (activation energy: E_a) của sự suy giảm do nhiệt ẩm. Điều này có thể thu được từ, ví dụ, các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên.

Như được thể hiện ở bước S6 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 tính chỉ số bức xạ hàng năm $A (= \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) \cdot Heff$, tổng cộng là 365 ngày). Trong công thức này, T_{mp} là giá trị có thể khác nhau giữa các ngày.

Như được thể hiện ở bước S7 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng $B (= \exp(-E_a/kT_m) \times \tau)$. Trong công thức này, T_m là nhiệt độ của kiểm tra nhiệt ẩm (nhiệt độ của mô đun), và τ là thời gian thời hạn sử dụng trong kiểm tra nhiệt ẩm (phần mô tả chi tiết sẽ được mô tả sau đây).

Như được thể hiện ở bước S8 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 tính thời hạn sử dụng $Y_v (= B/A)$ dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối (relative humidity - RH) khoảng 90%.

Như được thể hiện ở bước S9 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được hệ số hiệu chỉnh độ ẩm (humidity correction coefficient: H_c). Trong bước S10 sau đây, bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c , tính được thời hạn sử dụng $Y_h (= Y_v \times H_c)$ dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường. Trong bước S10, mặc dù hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c được mong muốn sử dụng, nếu nó không được sử dụng, có thể thực hiện phép tính bằng cách thiết lập $Y_h = Y_v$, và thời hạn sử dụng có thể được dự tính gần chính xác.

Như được thể hiện ở bước S11 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV (UV correction coefficient: U_c). Trong bước S12 sau đây, bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c , tính được thời hạn sử dụng $Y (= Y_h \times U_c)$ dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường. Trong bước S12, mặc dù hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c được mong muốn sử dụng, nếu nó không được sử dụng, có thể thực hiện phép tính bằng cách thiết lập $Y = Y_h$, và thời hạn sử dụng có thể được dự tính gần chính xác.

Fig.5 là lưu đồ logic minh họa trường hợp khi thực hiện dự tính thời hạn sử dụng

tương đương với dự tính thời hạn sử dụng được thể hiện trên Fig.4 bằng cách sử dụng đồ thị. Phần mô tả chi tiết sẽ được mô tả sau đây. Như được thể hiện trên Fig.5, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thực hiện dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sơ đồ logic sau đây.

Tức là, như được thể hiện ở bước G1 trên Fig.5, dựa trên các kết quả của quá trình từ bước S1 đến bước S3 và bước S5 trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 của thiết bị xử lý thông tin 1 tính nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm ở hiện trường T_{mp_eff} ($= (-E_a/k)/\ln\{\sum \exp(-E_a/kT_{mp})/365\}$). Trong công thức này, tổng cộng là 365 ngày.

Như được thể hiện ở bước G2 trên Fig.5, bộ phận điều khiển 10 thu được đồ thị đường cong thời hạn sử dụng minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ mô đun T_m và thời gian thời hạn sử dụng τ . Đồ thị đường cong thời hạn sử dụng có thể được thể hiện dựa trên, ví dụ, các kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên. Trong trường hợp này, đường cong thời hạn sử dụng được thể hiện bằng cách sử dụng hàm $\exp(-E_a/kT_{m1}) \times \tau_1 = \exp(-E_a/kT_{m2}) \times \tau_2$.

Như được thể hiện ở bước G3 trên Fig.5, dựa trên các kết quả của quá trình ở bước G1 và bước G2, bộ phận điều khiển 10 tính thời gian thời hạn sử dụng τ_v dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90% nhiệt độ T_{mp_eff} .

Như được thể hiện ở bước G4 trên Fig.5, dựa trên các kết quả của quá trình ở bước G3 và bước S4 được thể hiện trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 tính số năm thời hạn sử dụng Y_v dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90%.

Như được thể hiện ở bước G5 trên Fig.5, dựa trên các kết quả của quá trình ở bước G4 và các bước S9 và S11 được thể hiện trên Fig.4, bộ phận điều khiển 10 tính số năm thời hạn sử dụng Y ($= Y_v \times H_c \times U_c$) dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường.

Chi tiết của quá trình trong lưu đồ logic trên Fig.4 và Fig.5 sẽ được mô tả sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng Y

Dựa trên thông tin định trước liên quan đến mô đun PV, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế dự tính, ví dụ, số năm thời hạn sử dụng Y được minh họa

theo công thức (1) sau đây làm thời hạn sử dụng của mô đun PV.

Số năm thời hạn sử dụng $Y = (\text{chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng } B / \text{chỉ số bức xạ } A) \times \text{hệ số hiệu chỉnh độ ẩm } H_c \times \text{hệ số hiệu chỉnh tia UV } U_c$ (Công thức (1)).

Trong công thức này, số năm thời hạn sử dụng Y có nghĩa là số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường. Số năm thời hạn sử dụng Y là giá trị có thể khác nhau tùy thuộc vào môi trường và/hoặc cách thức lắp đặt (lắp đặt trên mặt đất, lắp đặt trên mái nhà, v.v.) của vị trí tại đó có mô đun PV được lắp đặt ngay cả khi các đặc tính của mô đun PV giống nhau. Tức là, số năm thời hạn sử dụng Y là giá trị phụ thuộc vào các điều kiện (các điều kiện môi trường và/hoặc các điều kiện cách thức lắp đặt) ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt.

Bộ phận điều khiển 10 của thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thu nhận số năm thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90% từ (chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B / chỉ số bức xạ hàng năm A) ở vế phải của công thức (1). Ngoài ra, bộ phận điều khiển 10 của thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể nhân số năm nêu trên của thời hạn sử dụng với hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c và hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c , nhờ đó tính số năm thời hạn sử dụng Y dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt thực sự. Trong công thức này, sự hiệu chỉnh độ ẩm trong hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c là sự hiệu chỉnh được thực hiện xem xét đến độ ẩm ở hiện trường. Ngoài ra, sự hiệu chỉnh tia UV trong hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c là sự hiệu chỉnh được thực hiện xem xét đến sự ảnh hưởng của tia UV ở hiện trường. Khái niệm của mỗi yếu tố để tính số năm thời hạn sử dụng Y được minh họa theo công thức (1) sẽ được mô tả dưới đây.

Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B

Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B trong công thức (1) là chỉ số biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm của mô đun PV cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV. Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B có thể được xác định bằng cách thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm. Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B là chỉ số tương ứng với lượng bức xạ nhiệt ẩm cho đến khi mô đun PV đạt thời hạn sử dụng (các đặc tính phát điện giảm nhanh và được thể hiện như trong công thức (2) sau đây.

Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng $B = \exp(-E_a/kT_m) \times \tau$ (Công thức (2))

Trong công thức này, E_a là năng lượng hoạt hóa [J] của sự suy giảm do nhiệt ẩm, k là hằng số Boltzmann, T_m là nhiệt độ [nhiệt độ tuyệt đối K] của mô đun PV, và τ là thời gian thời hạn sử dụng [giờ] trong kiểm tra nhiệt ẩm. Trong phần mô tả sau đây, nhiệt độ của mô đun PV sẽ được gọi đơn giản là “nhiệt độ mô đun”. Trong công thức (2), thuật ngữ hàm exp tương đương với $\exp(-E_a/(k \times T_m))$.

Trong công thức (2), $\exp(-E_a/kT_m)$ thể hiện chỉ số tương ứng với lượng bức xạ trên mỗi đơn vị thời gian. Bằng cách nhân $\exp(-E_a/kT_m)$ nêu trên với thời gian thời hạn sử dụng τ , chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B được tính như chỉ số tương ứng với tổng lượng bức xạ cho đến khi đạt thời hạn sử dụng. Trong phần mô tả này, kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện cụ thể ở độ ẩm tương đối khoảng 90% (khoảng từ 85% đến 95%). Do đó, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B được tính trong phần mô tả này là giá trị giả định cho độ ẩm tương đối khoảng 90%.

Trong công thức (2), năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm có thể được tính theo công thức (3) sau đây bằng cách thực hiện các kiểm tra nhiệt ẩm trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên.

$$\exp(-E_a/kT_1) \times \tau_1 = \exp(-E_a/kT_2) \times \tau_2 \quad (\text{công thức (3)})$$

Trong công thức này, T_1 và T_2 là các điều kiện nhiệt độ trong các kiểm tra nhiệt ẩm tương ứng, và τ_1 và τ_2 là thời hạn sử dụng thu được qua các kiểm tra nhiệt ẩm tương ứng.

Đối với mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường (EVA 1) với việc bổ sung chất hấp thụ tia cực tím, mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải thiện (EVA 2) với việc bổ sung chất hấp thụ tia cực tím, và mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải thiện (EVA 3) mà không bổ sung chất hấp thụ tia cực tím, điều này sẽ được mô tả sau đây, các giá trị cụ thể của chúng được thể hiện như sau. Thời hạn sử dụng thu được trong các kiểm tra nhiệt ẩm ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95% là 2200 giờ đối với EVA 1, 6500 giờ đối với EVA 2, và 6000 giờ đối với EVA 3. Thời hạn sử dụng thu được trong các kiểm tra nhiệt ẩm ở nhiệt độ 125°C và độ ẩm 95% là 450 giờ đối với EVA 1, 950 giờ đối với EVA 2, và 950 giờ đối với EVA 3. Các năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm là 0,668 eV (electronvolt) đối với EVA 1, 0,810 eV đối với EVA 2, và 0,776 eV đối với

EVA 3. E_a [eV] và E_a [J] có hệ thức E_a [J] = $q \cdot E_a$ [eV]. Trong công thức này, q là điện tích cơ bản điện tử và cụ thể là, $q = 1,6 \times 10^{-19}$ [C].

Mỗi quá trình kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trong phần mô tả này tốt hơn là được thực hiện cho đến khi các đặc tính phát điện của mô đun PV giảm nhanh (đạt đến thời hạn sử dụng). Cụ thể là, ví dụ, kiểm tra nhiệt ẩm có thể được thực hiện cho đến khi các đặc tính FF của mô đun PV giảm 10% so với giá trị ban đầu. Ngoài ra, trong mỗi kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trong phần mô tả này, cách thức suy giảm của mô đun PV tốt hơn là được xác nhận là giống nhau. Cách thức suy giảm liệu có giống nhau hay không có thể được xác nhận bằng cách kiểm tra các đặc tính V-I của mô đun PV, dạng hình ảnh EL, nồng độ axit axetic trong lớp EVA, hoặc tương tự.

Chỉ số bức xạ hàng năm A

Chỉ số bức xạ hàng năm A theo công thức (1) là chỉ số biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm của mô đun PV trong một năm ở hiện trường. Như sẽ được mô tả sau đây, chỉ số bức xạ hàng năm A là chỉ số biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm trong một năm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối khoảng 90%. Chỉ số bức xạ hàng năm A được thể hiện theo công thức (4) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm A} = \int \exp(-E_a/kT_m) dt \quad (\text{Công thức (4)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian cần thiết là một năm.

Trong công thức (4), khi dt được tính riêng lẻ như Δt , chỉ số bức xạ hàng năm A được thể hiện theo công thức (5) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm A} \approx \sum \exp(-E_a/kT_m) \Delta t \quad (\text{Công thức (5)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là một năm.

Trong công thức (5), Δt có thể là khoảng thời gian 1 phút hoặc 1 giờ. Chủ đơn sáng chế đã xác nhận rằng, ngay cả khi Δt được tính bằng cách sử dụng dữ liệu khoảng thời gian 1 giờ, độ chính xác không bị ảnh hưởng. Do đó, trong công thức sau đây, Δt là khoảng thời gian 1 giờ. Trong trường hợp này, $\Delta t = 1$ [giờ], và công thức (5) được biểu thị theo công thức (6) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm A} \approx \sum \exp(-E_a/kT_m) \quad (\text{Công thức (6)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là một năm ở các khoảng thời

gian 1 giờ. T_m là giá trị có thể thay đổi theo từng giờ. Ngoài ra, trong trường hợp tính Δt bằng cách sử dụng dữ liệu khoảng thời gian 1 phút, trong công thức (6), bằng cách thiết lập $\Delta t = 1/60$ [giờ], khoảng thời gian tổng cộng có thể là một năm ở các khoảng thời gian 1 phút.

Chỉ số bức xạ hàng năm A được tính trong công thức này là giá trị giả định khu vực ảo ở độ ẩm tương đối khoảng 90%. Để dự tính thời hạn sử dụng trong khoảng độ ẩm ở hiện trường thực tế, sự hiệu chỉnh độ ẩm là cần thiết. Sự hiệu chỉnh độ ẩm sẽ được mô tả sau đây.

Như được thể hiện trong công thức (5) và công thức (6), để tính giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A , dữ liệu khoảng thời gian 1 giờ của nhiệt độ mô đun T_m là cần thiết. Ở trạng thái trong đó thiết bị phát điện quang điện bao gồm mô đun PV đã được lắp ở hiện trường, nếu dữ liệu của nhiệt độ mô đun thu được trong một năm ở các khoảng thời gian 1 giờ, theo phép tính nêu trên, có thể tính giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A .

Mặt khác, ở trạng thái trong đó thiết bị phát điện quang điện bao gồm mô đun PV chưa được lắp ở hiện trường, không thể tính giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A theo công thức tính nêu trên. Tuy nhiên, sẽ rất thuận lợi nếu có thể dự tính được thời hạn sử dụng của mô đun PV trong trường hợp được lắp ở hiện trường, trước khi thiết bị phát điện quang điện được lắp thực sự ở hiện trường. Ngay cả khi thiết bị phát điện quang điện đã được lắp ở hiện trường, mong muốn rằng dữ liệu của nhiệt độ mô đun không thể thu được (hoặc không có). Ngay cả trong trường hợp như vậy, sẽ rất thuận lợi nếu có thể dự tính được thời hạn sử dụng của mô đun PV khi được lắp ở hiện trường.

Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế cho phép tính giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A ngay cả khi dữ liệu của nhiệt độ mô đun không thu được trong một năm ở các khoảng thời gian 1 giờ. Nguyên lý của phép tính này sẽ được mô tả dưới đây.

Tại rất nhiều địa điểm trên thế giới, dữ liệu thời tiết thường được đo và tích lũy hàng ngày. Ví dụ, các loại dữ liệu khác nhau có thể thu được trên trang web của Cơ quan Khí tượng Nhật Bản. Cụ thể là, có thể lấy dữ liệu nhiệt độ không khí từng giờ tại từng địa điểm, dữ liệu nhiệt độ không khí hàng ngày tại từng địa điểm (nhiệt độ không khí tối thiểu, nhiệt độ không khí trung bình, nhiệt độ không khí tối đa, và tương tự), và dữ liệu về nhiệt độ không khí trung bình hàng tháng (giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt

độ không khí tối thiểu hàng ngày, giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí trung bình ngày, giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày, và tương tự).

Trong số các phân dữ liệu nêu trên, nếu dữ liệu nhiệt độ không khí theo từng giờ được sử dụng, thì nhiệt độ mô đun T_m của mỗi giờ có thể được tính theo công thức (7) sau đây.

Nhiệt độ mô đun T_m theo từng giờ = nhiệt độ không khí $T + \Delta T$ (Công thức (7))

Trong công thức này, ΔT là độ chênh lệch giữa nhiệt độ mô đun và nhiệt độ không khí, và nhiệt độ không khí T là giá trị theo từng giờ.

Để thu được nhiệt độ mô đun T_m theo từng giờ bằng cách sử dụng công thức (7), dữ liệu của ΔT theo từng giờ là cần thiết. Do đó, phương pháp dự tính ΔT theo từng giờ từ thông tin thời tiết theo từng giờ được xem xét. Mong muốn rằng ΔT được xác định bởi lượng bức xạ mặt trời, vận tốc gió, và/hoặc cách thức lắp đặt (lắp đặt trên mặt đất, lắp đặt trên mái nhà, v.v.) của mô đun PV. Trong phần mô tả này, bằng cách sử dụng thông tin được gọi là nhiệt độ tế bào hoạt động danh nghĩa (Nominal Operating Cell Temperature: NOCT), giá trị gần đúng của ΔT trong trường hợp lắp trên mặt đất được tính trong công thức (8) sau đây. NOCT được mô tả trên thông số kỹ thuật của nhà sản xuất quang điện có thể được sử dụng.

$\Delta T = (\text{NOCT} - 20) \times S/80$ (Công thức (8))

Trong công thức này, S là lượng ánh sáng tới [mW/cm^2].

Như đã mô tả ở trên, dữ liệu nhiệt độ không khí theo từng giờ đo được ở nhiều địa điểm và ở trạng thái sẵn có. Ngược lại, các địa điểm tại đó có lượng ánh sáng tới S theo từng giờ trong công thức (8) hiện đang bị giới hạn ở cả Nhật Bản và các nước khác. Do đó, cần đề xuất phương pháp dự tính thích hợp chỉ số bức xạ hàng năm A tại địa điểm nhất định để sử dụng thực tế mà không cần sử dụng dữ liệu của lượng ánh sáng tới S theo từng giờ.

Trong một phương án, để dự tính chỉ số bức xạ hàng năm A , thay vì dự tính ΔT theo từng giờ như đã mô tả ở trên, thiết bị sẽ xuất ra chỉ số bức xạ hàng ngày bằng cách tổng cộng 24 giờ theo từng giờ được xem xét. Theo sự giả định này, chỉ số bức xạ hàng ngày được tính theo công thức (9) sau đây.

$$\sum \exp(-E_a/kT_m) = \exp(-E_a/kT_{mp}) \cdot \text{heff} \quad (\text{Công thức (9)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng ở vế trái là 24 giờ theo từng giờ, T_{mp} ở vế phải là nhiệt độ tối đa hàng ngày [nhiệt độ tuyệt đối K] của mô đun PV, và heff là thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày [giờ]. Khoảng thời gian tổng cộng ở vế trái có thể là các khoảng thời gian 1 phút, trong trường hợp này, heff được thay bằng heff [giờ] $\times 60$. Theo cách này, heff có thể là giá trị thu được bằng cách chia $\sum \exp(-E_a/kT_m)$ cho $\exp(-E_a/kT_{mp})$ theo công thức (9). Trong phần mô tả này, $\sum \exp(-E_a/kT_m)$ là tổng cộng theo lượng thời gian định trước tỷ lệ với bức xạ nhiệt ẩm hàng ngày trong mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường. Ngoài ra, $\exp(-E_a/kT_{mp})$ là lượng tỷ lệ với bức xạ nhiệt ẩm trên một đơn vị thời gian ở nhiệt độ tối đa của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường.

Bằng cách sử dụng công thức (9), chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được tính theo công thức (10) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm } A = \sum \{ \exp(-E_a/kT_{mp}) \cdot \text{heff} \} \quad (\text{Công thức (10)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày. Ngoài ra, T_{mp} và heff là từng giá trị có thể thay đổi theo từng ngày.

Trong công thức (10), T_{mp} trong 365 ngày theo từng ngày có thể được tính theo công thức (11) sau đây nếu có thông tin nhiệt độ không khí theo ngày hàng năm ở hiện trường và thông tin về phương thức lắp của mô đun PV.

$$T_{mp} = T_{max} + \Delta T \quad (\text{Công thức (11)})$$

Trong công thức này, T_{max} là dữ liệu của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày, trong 365 ngày theo từng ngày. Dữ liệu mỗi ngày của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} có thể thu được từ, ví dụ, dữ liệu thời tiết hàng năm của Cơ quan Khí tượng Nhật Bản hoặc tương tự. Ngoài ra, ΔT là sự chênh lệch giữa nhiệt độ mô đun và nhiệt độ không khí.

Fig.6 là đồ thị minh họa ví dụ về dữ liệu hàng năm thu được bằng cách đo thực tế ở hiện trường, nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV và nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} . Trên Fig.6, mỗi chấm đen thể hiện nhiệt độ mô đun, và mỗi chấm tròn trắng thể hiện nhiệt độ không khí. Trên Fig.6, giá trị của mỗi tháng biểu thị giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} và nhiệt độ tối đa T_{mp} của mô đun PV. Fig.6 thể hiện các giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ tối đa

Tmp của mô đun PV cho ba loại mô đun PV (ngiên 15°, nghiêng 30° và nghiêng 45°) với các góc nghiêng (góc lắp đặt) khác nhau so với mặt đất ở hiện trường.

Như được thể hiện trên Fig.6, nếu $\Delta T (= T_{mp} - T_{max})$ được minh họa trong công thức (11) được tính là giá trị trung bình hàng tháng của mỗi tháng, có thể coi đó là giá trị gần như không đổi trong một năm. Giá trị của ΔT có xu hướng khoảng $25^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp mô đun PV được lắp đặt trên mặt đất và khoảng $35^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp mô đun PV được lắp đặt trên mái nhà. Nếu ΔT thể hiện là giá trị trung bình hàng tháng không được coi như giá trị gần như không đổi trong một năm, không thể sử dụng giá trị trung bình hàng năm của ΔT được tính là giá trị trung bình hàng tháng.

Như đã mô tả ở trên, thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff là giá trị có thể khác nhau mỗi ngày trong một năm. Fig.7 và Fig.8 là các đồ thị minh họa các ví dụ trong đó thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff được sử dụng trong công thức (9) được tính từ dữ liệu thu được bằng cách đo thực tế nhiệt độ của mô đun PV T_m theo từng giờ. Fig.7 và Fig.8 minh họa dữ liệu các kết quả thu được trong một năm, dữ liệu của nhiệt độ mô đun theo từng giờ ở hiện trường tại đó có thiết bị phát điện quang điện được lắp đặt. Trên Fig.7 và Fig.8, trục hoành biểu thị nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV, và trục tung biểu thị thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff. Trên Fig.7, mối tương quan giữa T_{mp} và heff được thể hiện tất cả bằng các dấu chấm giống nhau từ tháng 1 đến tháng 12. Trên Fig.8, các mối tương quan giữa T_{mp} và heff được thể hiện bằng các dấu chấm khác nhau theo ba tháng một lần.

Như được thể hiện trên Fig.7 và Fig.8, các mối tương quan giữa T_{mp} và heff được phân bố trong phạm vi rộng, phản ánh sự thay đổi của mỗi ngày. Mặt khác, như được thể hiện trên Fig.7 và Fig.8, sự phân bố thưa và dày đặc của các mối tương quan giữa T_{mp} và heff. Điều này được xem xét là do mối quan hệ vị trí giữa mặt trời và trái đất và sự đều đặn (quy luật) của chu kỳ thời gian của chuyển động quay của Trái đất và tương tự. Theo cách này, sự phân bố của các mối tương quan giữa T_{mp} và heff được mong muốn để thể hiện xu hướng nhất định.

Fig.9 là đồ thị minh họa các mối tương quan giữa nhiệt độ tối đa T_{mp} của mô đun PV trong một năm, tức là 365 ngày, và thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff về cơ bản theo cùng một cách ở hiện trường khác so với khu vực được thể hiện trên Fig.7 và

Fig.8. Trên Fig.9, các mối tương quan giữa T_{mp} và $heff$ được thể hiện tất cả bằng các dấu chấm giống nhau từ tháng 1 đến tháng 12 như trên Fig.7. Như được thể hiện trên Fig.9, các mối tương quan giữa T_{mp} và $heff$ được phân bố trong khoảng rộng phản ánh các sự thay đổi theo từng ngày. Như thể hiện trên Fig.7 và Fig.8, và Fig.9, có thể xác nhận rằng sự phân bố của các mối tương quan giữa T_{mp} và $heff$ đồng thời thưa và dày đặc.

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế thiết lập thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $Heff$ là giá trị không đổi (giá trị linh hoạt) trong một năm, thay vì thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $heff$ thay đổi theo từng ngày trong một năm để tính chỉ số bức xạ hàng năm A dễ dàng hơn. Phép tính này sẽ được mô tả dưới đây.

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế tính chỉ số bức xạ hàng năm A bằng cách sử dụng công thức (12) sau đây.

$$\sum \{ \exp(-E_a/kT_{mp}) \cdot heff \} = Heff \cdot \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) \quad (\text{Công thức (12)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày. Ngoài ra, T_{mp} và $heff$ là mỗi giá trị có thể khác nhau giữa các ngày.

Bằng cách sử dụng công thức (12), chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được tính theo công thức (13) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm } A = Heff \cdot \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) \quad (\text{Công thức (13)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là mỗi ngày trong 365 ngày theo từng ngày. Ngoài ra, T_{mp} là giá trị có thể khác nhau giữa các ngày, nhưng $Heff$ là giá trị không đổi (giá trị linh hoạt) trong một năm. Như đã mô tả ở trên, nếu thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $Heff$ có thể được sử dụng trong một năm, có thể được thiết lập thích hợp, phép tính chỉ số bức xạ hàng năm A trở nên dễ dàng hơn.

Nhờ việc xem xét giá trị của $Heff$ có thể tạo ra chỉ số bức xạ hàng năm A với độ chính xác cao, chủ đơn sáng chế đã nhận thấy rằng tốt hơn là sử dụng giá trị trung bình hàng năm nêu trên của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $heff$. Fig.10 minh họa ví dụ về $Heff$ (tức là, giá trị trung bình hàng năm của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày $heff$) [giờ] được tính cho bốn khu vực. Như được thể hiện trên Fig.10, ví dụ, trong ví dụ về mô đun PV được lắp đặt ở tỉnh Chiba, bằng cách thiết lập giá trị của $Heff$ đến 4,4 giờ, chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được tái tạo với độ chính xác cao. Ngoài ra, ví dụ,

trong ví dụ về mô đun PV được lắp đặt ở tỉnh Yamanashi, bằng cách thiết lập giá trị của Heff đến 4,0 giờ, chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được tái tạo với độ chính xác cao. Ngoài ra, cũng trong các ví dụ về các mô đun PV được lắp đặt ở California và Los Alamos, về cơ bản có thể xác nhận khả năng tái tạo giống nhau.

Tức là, bằng cách thu, trong một năm, dữ liệu nhiệt độ mô đun theo từng giờ trên bốn khu vực được thể hiện trên Fig.10, chủ đơn sáng chế đã thu được chính xác mỗi giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A. Sau đó, chủ đơn sáng chế đã tính chỉ số bức xạ hàng năm A bằng cách sử dụng Heff được thể hiện trên Fig.10 ở mỗi khu vực trong số bốn khu vực. Kết quả là, chủ đơn sáng chế đã xác nhận giá trị của chỉ số bức xạ hàng năm A được tính bằng cách sử dụng Heff ở mỗi khu vực được tái tạo với độ chính xác thực tế đủ.

Ngoài ra, chủ đơn sáng chế đã kiểm tra sự phụ thuộc của Heff nêu trên vào E_a . Kết quả là, chủ đơn sáng chế cũng xác nhận phạm vi thay đổi của Heff nằm trong khoảng $\pm 10\%$ với phạm vi thay đổi của $E_a = \text{khoảng } 0,8 \text{ eV} \pm 0,1 \text{ eV}$.

Từ các kết quả nêu trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể sử dụng công thức (14) sau đây như giá trị gần đúng của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày Heff trong một năm, có thể được sử dụng một cách linh hoạt.

Thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày Heff (giá trị không đổi trong một năm) = 4,0 giờ $\pm 0,4$ giờ ($\pm 10\%$) (Công thức (14))

Cụ thể là, công thức (14) có thể được sử dụng hiệu quả ở Nhật Bản.

Chủ đơn sáng chế còn kiểm tra thông tin hàng năm của nhiệt độ mô đun PV và nhiệt độ không khí về cơ bản theo cùng cách thức ở Thái Lan là khu vực thứ năm ngoài bốn khu vực nêu trên. Kết quả là, giá trị 5,8 giờ đã thu được đối với Heff là giá trị trung bình hàng năm của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff mà thay đổi theo từng ngày trong một năm. Hơn nữa, cần xác nhận rằng mối tương quan sau đây có thể được nhận thấy bằng cách kiểm tra mối quan hệ giữa các giá trị của Heff ở năm khu vực và mức trung bình hàng năm T_{max} là giá trị trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày. Tức là, như phương trình gần đúng hàm tuyến tính, mối tương quan của Heff [giờ] = $0,108 \times \text{mức trung bình hàng năm } T_{\text{max}} [^{\circ}\text{C}] + 1,7$ đã được tìm thấy. Ngoài ra, như phương trình gần đúng hàm bậc hai, mối tương quan của Heff [giờ] = $-0,00248 \times$

(mức trung bình hàng năm T_{max} [$^{\circ}\text{C}$])² + 0,245 × mức trung bình hàng năm T_{max} [$^{\circ}\text{C}$] đã được tìm thấy. Bằng cách sử dụng các công thức tương quan này, $Heff$ với độ chính xác cao hơn có thể được sử dụng trên diện rộng bao gồm cả các khu vực khác bên ngoài Nhật Bản. Các giá trị của mức trung bình hàng năm T_{max} là giá trị trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày, ở năm khu vực được dự tính là 20,3 $^{\circ}\text{C}$, 19,7 $^{\circ}\text{C}$, 23,5 $^{\circ}\text{C}$, 15,6 $^{\circ}\text{C}$, và 38,1 $^{\circ}\text{C}$, tương ứng ở tỉnh Chiba, tỉnh Yamanashi, California, Los Alamos, và Thái Lan, từ thông tin thời tiết và thông tin nhiệt độ không khí về các địa điểm này vào khoảng năm 2015.

Bằng cách sử dụng giá trị nêu trên của $Heff$ như giá trị gần đúng linh hoạt, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể tính chỉ số bức xạ hàng năm A với độ chính xác thực tế ngay cả trong trường hợp trong đó thiết bị phát điện quang điện chưa được lắp đặt. Ngoài ra, bằng cách sử dụng giá trị nêu trên của $Heff$ như giá trị gần đúng linh hoạt, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể tính chỉ số bức xạ hàng năm A với độ chính xác thực tế ngay cả trong trường hợp trong đó không có dữ liệu nhiệt độ của nhiệt độ mô đun.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể tính đơn giản chỉ số bức xạ hàng năm A như trong công thức (15) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm } A \approx Heff \cdot \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) \quad (\text{Công thức (15)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày. T_{mp} là nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun PV (= nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày $T_{max} + \Delta T$) và là giá trị có thể khác nhau giữa các ngày. Ngoài ra, $Heff$ có thể là 4,0 giờ $\pm$ 0,4 như giá trị linh hoạt và có thể là giá trị không đổi trong một năm. Trong trường hợp này, tốt hơn là, nếu nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} được thể hiện là mức trung bình hàng năm T_{max} , có thể thiết lập $Heff$ [giờ] = 0,108 × mức trung bình hàng năm T_{max} [$^{\circ}\text{C}$] + 1,7. Tốt hơn nữa là, có thể thiết lập $Heff$ [giờ] = -0,00248 × (mức trung bình hàng năm T_{max} [$^{\circ}\text{C}$])² + 0,245 × mức trung bình hàng năm T_{max} [$^{\circ}\text{C}$].

Để thực hiện phép tính nêu trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế được sử dụng, như thông tin nhiệt độ không khí, nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày (không phải nhiệt độ không khí trung bình). Ngoài ra, để thực hiện phép tính nêu trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế sử dụng, như $Heff$, giá trị trung

bình (không phải mức trung bình hàng năm) của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày heff trong 365 ngày trong một năm. Ngoài ra, để thực hiện phép tính nêu trên, nếu thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng được sử dụng, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế sử dụng giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày (không phải là nhiệt độ không khí tối đa hàng tháng).

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính số năm thời hạn sử dụng Y_v của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90% bằng cách sử dụng công thức (16) sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng Y_v của mô đun PV $\approx$ chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B/chỉ số bức xạ hàng năm A (Công thức (16))

Trong công thức này, “số năm thời hạn sử dụng Y_v ” của mô đun PV là số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90%.

Hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c

Tiếp theo, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c trong công thức (1) sẽ được mô tả.

Thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm trong phạm vi độ ẩm ở hiện trường thu được bằng cách nhân số năm nêu trên của thời hạn sử dụng Y_v của mô đun PV với hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c như được minh họa trong công thức (17) sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng Y_h của mô đun PV = số năm thời hạn sử dụng $Y_v \times$ hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c (Công thức (17))

Trong công thức này, “số năm thời hạn sử dụng Y_h ” của mô đun PV là số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường. Ngoài ra, giá trị của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được dự tính từ, ví dụ, dữ liệu thu được bằng kiểm tra được thực hiện bằng cách thiết lập các điều kiện độ ẩm tương đối và thông tin của độ ẩm tương đối ở hiện trường thực tế.

Phương thức thu nhận hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c sẽ được mô tả chi tiết dưới đây.

Thời hạn sử dụng của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm có thể được dự tính theo quy trình sau đây. Tức là, ban đầu, các kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90% (đường cong thời hạn sử dụng - nhiệt độ, tức là, mối quan hệ giữa nhiệt độ của mô đun PV T_m và thời hạn sử dụng nhiệt

ẩm τ) được ngoại suy bằng cách sử dụng hệ thức “ $\exp(-E_a/kT_m) \times \tau = \text{hằng số}$ ” tùy thuộc vào nhiệt độ (nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm ở hiện trường T_{mp_eff}) của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường. Trong phần mô tả này, nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm ở hiện trường T_{mp_eff} sẽ được mô tả sau đây trong “Dự tính thời hạn sử dụng sử dụng đồ thị”. Do đó, thu được thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở RH khoảng 90%. Tiếp theo, thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo được nhân với hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c .

Trong phần mô tả này, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được dự tính theo quy trình sau đây.

(1) Trong các kiểm tra nhiệt ẩm có nhiều độ ẩm tương đối được thiết lập trước, mối tương quan giữa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm và độ ẩm tương đối được kiểm tra. Nếu sự phụ thuộc của độ ẩm tương đối của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được bình thường hóa và thể hiện dựa trên thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở độ ẩm tương đối tham khảo (RH khoảng 90%), giá trị số được bình thường hóa tương ứng với hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c . Từ phần mô tả ở trên, thu được mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c .

(2) Độ ẩm tương đối ở nhiệt độ của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường được dự tính. Điều này được tính khi xem xét thông tin của độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí (dữ liệu thời tiết) trong môi trường ở đó có mô đun PV được lắp đặt và sự phụ thuộc nhiệt độ của áp suất hơi nước bão hòa.

(3) Từ (1) và (2) nêu trên, thu được hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c đối với mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường.

Trong quy trình (2) nêu trên, không thể sử dụng độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí (dữ liệu thời tiết). Không khí ở nhiệt độ tương đối thấp tăng đến nhiệt độ tương ứng với nhiệt độ mô đun bằng cách tiếp xúc với mô đun PV ở nhiệt độ tương đối cao. Độ ẩm ở lớp EVA trong mô đun PV trao đổi các phân tử nước với hơi nước trong không khí tương ứng với nhiệt độ mô đun. Tức là, các phân tử nước đi vào và đi ra giữa không khí và lớp EVA hướng tới trạng thái cân bằng nhiệt. Ngay cả khi không khí ở nhiệt độ tương đối thấp trở thành nhiệt độ ở nhiệt độ tương đối cao, mật độ hơi nước tuyệt đối ($\propto$ áp suất hơi nước) hầu như không thay đổi. Cụ thể là, mật độ hơi nước tuyệt đối chỉ thay đổi khoảng 10% ngay cả khi xem xét đến hiệu ứng giãn nở thể tích khí.

Tuy nhiên, bởi vì sự gia tăng áp suất hơi nước bão hòa theo nhiệt độ tăng là rất lớn, độ ẩm tương đối giảm tương đối nhiều. Trong trường hợp sự hiệu chỉnh độ ẩm bằng cách sử dụng độ ẩm tương đối, điều này cần được đề cập đến. Do đó, trong quy trình (2) nêu trên, tốt hơn là định lượng rõ ràng quá trình dự tính độ ẩm tương đối ở nhiệt độ của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường. Điều này cần thiết để dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường với độ chính xác cao.

Các quy trình từ (1) đến (3) nêu trên sẽ được mô tả cụ thể sau đây.

Trước tiên, quy trình (1) nêu trên sẽ được mô tả. Ví dụ, các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm trong đó nhiều độ ẩm tương đối được thiết lập cho sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường sẽ được mô tả sau đây.

Fig.11 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm trên cơ sở các kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện bằng cách sử dụng mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường. Trên Fig.11, trục hoành biểu thị độ ẩm tương đối RH [%], và trục tung biểu thị thời gian [giờ] cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm. Thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm có thể là, ví dụ, thời gian cho đến khi các đặc tính FF giảm 10% so với giá trị ban đầu.

Trong phần mô tả này, trong phạm vi rộng của độ ẩm tương đối bao gồm khu vực tại đó có độ ẩm tương đối thấp, sự dự tính của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được thực hiện theo cách định lượng. Để giải quyết vấn đề này, sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được làm xấp xỉ bởi định luật lũy thừa như được tính trên công thức (18) sau đây.

$$\tau_2/\tau_1 = (RH_2/RH_1)^{-n} \text{ (Công thức (18))}$$

Trong công thức này, RH1 và RH2 là các điều kiện độ ẩm tương đối tương ứng với các kiểm tra nhiệt ẩm tương ứng, và τ_1 và τ_2 là các thời hạn sử dụng thu được bằng các kiểm tra nhiệt ẩm ở các độ ẩm tương đối tương ứng. Để xác nhận sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm theo cách này, cần tiến hành ít nhất hai kiểm tra nhiệt ẩm ở các độ ẩm khác nhau.

Dựa trên việc phân tích các kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm đối với sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường, nhận thấy rằng các kết quả kiểm tra được

tái tạo một cách thuận lợi nếu $n =$ khoảng 0,44. Trong trường hợp này, có thể ngoại suy ngay cả trong khu vực tại đó có độ ẩm tương đối thấp, tức là nơi có dữ liệu kiểm tra không đủ. Trên Fig.11, đường cong gần đúng của định luật lũy thừa nêu trên được minh họa bởi đường chấm gạch. Dữ liệu của các kiểm tra được thực hiện với phạm vi độ ẩm tương đối rộng nhất được sử dụng làm dữ liệu kiểm tra cho mục tiêu của sự gần đúng theo định luật lũy thừa. Ngoài ra, trên Fig.11, các dấu chấm minh họa các kết quả kiểm tra thu được trong các điều kiện nhiệt độ và độ ẩm tương ứng. Cách thức tương tự áp dụng trên Fig.12, Fig.15, Fig.17, và Fig.18 sẽ được mô tả sau đây. Ngoài ra, tốt hơn là thực hiện kiểm tra trong đó độ ẩm tương đối là ít nhất bằng hoặc thấp hơn 70%, tốt hơn là bằng hoặc thấp hơn 50%, tốt hơn nữa là bằng hoặc thấp hơn 30% làm các điều kiện độ ẩm của các kiểm tra nhiệt ẩm. Ngoài ra, không chỉ trong trường hợp khi loại lớp EVA khác nhau, mà còn trong trường hợp khi chất bịt kín được tạo bởi vật liệu khác, chẳng hạn như olefin, cần thiết để thực hiện các kiểm tra nhiệt ẩm ở các độ ẩm tương đối khác nhau và để xác nhận sự phụ thuộc độ ẩm của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm trong từng trường hợp.

Trong phần mô tả này, nếu dữ liệu sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được bình thường hóa bởi thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở độ ẩm tương đối tham chiếu (RH khoảng 90%), hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c liên quan đến độ ẩm tương đối có thể thu được.

Fig.12 là đồ thị minh họa ví dụ trong đó dữ liệu sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được bình thường hóa bởi thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở RH 95%. Theo cách này, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được trong phạm vi độ ẩm tương đối rộng.

Tiếp theo, quy trình (2) nêu trên sẽ được mô tả. Độ ẩm tương đối $RH(T_m)$ trong không khí ở nhiệt độ mô đun T_m có thể được tính theo công thức (19) sau đây bằng cách sử dụng độ ẩm tương đối $RH(T)$ trong không khí ở nhiệt độ không khí T , áp suất hơi nước bão hòa $P_s(T)$ ở nhiệt độ không khí T , và áp suất hơi nước bão hòa $P_s(T_m)$ ở nhiệt độ mô đun T_m .

$$RH(T_m) \approx \{P_s(T)/P_s(T_m)\} \cdot RH(T) \quad (\text{Công thức (19)})$$

Trong công thức này, độ ẩm tương đối $RH(T)$ ở nhiệt độ không khí T có thể thu được từ dữ liệu thời tiết.

Ngoài ra, công thức (19) còn có thể được tính theo công thức (20) sau đây bằng cách sử dụng, thay vì các áp suất hơi nước bão hòa $P_s(T)$ và $P_s(T_m)$, mật độ hơi nước bão hòa $N_s(T)$ trong không khí ở nhiệt độ không khí T và mật độ hơi nước bão hòa $N_s(T_m)$ trong không khí ở nhiệt độ mô đun T_m .

$$RH(T_m) \approx \{N_s(T)/N_s(T_m)\} \cdot RH(T) \quad (\text{Công thức (20)})$$

Trong phần mô tả này, công thức (20) được dựa trên định luật vật lý khi mật độ hơi nước hầu như không thay đổi ngay cả khi nhiệt độ thay đổi. Tức là, công thức (20) dựa trên công thức (21) sau đây.

$$N_s(T_m) \cdot RH(T_m) \approx N_s(T) \cdot RH(T) \quad (\text{Công thức (21)})$$

Trong phần mô tả này, công thức (19), công thức (20), và công thức (21) được thể hiện bằng cách sử dụng “ $\approx$ ”, không phải “ $=$ ”, bởi vì có sự chênh lệch khoảng 10% theo sự mở rộng thể tích khí. Tuy nhiên, ngay cả khi có sai số khoảng 10%, sai số này hầu như không ảnh hưởng đến phần mô tả sau đây.

Tiếp theo, trong các giờ ban ngày với nhiệt độ tối đa, độ ẩm tương đối RH trong không khí ở nhiệt độ tối đa T_{mp} của mô đun PV có thể được tính theo công thức (22) sau đây.

$$RH(T_{mp}) = \{P_s(T_{max})/P_s(T_{mp})\} \cdot RH(T_{max}) \quad (\text{Công thức (22)})$$

Trong công thức này, $RH(T_{max})$ là độ ẩm tương đối trong không khí ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày. $RH(T_{mp})$ là độ ẩm tương đối trong không khí ở nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV. $P_s(T_{max})$ là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày. $P_s(T_{mp})$ là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV.

Trong công thức (22), thông tin về độ ẩm tương đối $RH(T_{max})$ ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày không thu được nếu không có dữ liệu chuyển tiếp độ ẩm hàng giờ trong ngày. Mặt khác, thông tin RH trung bình hàng ngày là độ ẩm tương đối trung bình hàng ngày có thể dễ dàng truy cập. Do đó, $RH(T_{max})$ được thể hiện bởi RH trung bình hàng ngày bằng cách sử dụng công thức (23) sau đây.

$$RH(T_{max}) \approx \{P_s(T \text{ trung bình hàng ngày})/P_s(T_{max})\} \cdot RH \text{ trung bình hàng ngày} \quad (\text{Công thức (23)})$$

Trong phần mô tả này, $P_s(T$ trung bình hàng ngày) là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ không khí trung bình hàng ngày.

Công thức (23) được thể hiện bằng cách sử dụng “ $\approx$ ”, không phải “ $=$ ”, bởi vì $RH(T$ trung bình hàng ngày) $\approx$ RH trung bình hàng ngày (“ $=$ ” nếu $RH(T$ trung bình hàng ngày) được sử dụng). Trong phần mô tả này, $RH(T$ trung bình hàng ngày) là độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí trung bình hàng ngày. Để thu được $RH(T$ trung bình hàng ngày), thông tin chuyển tiếp tạm thời của nhiệt độ không khí hàng ngày và độ ẩm tương đối hàng ngày là cần thiết và không phải lúc nào cũng có thể truy cập được. Do đó, trong phần mô tả này, RH trung bình hàng ngày có thể dễ dàng truy cập được được sử dụng cho công thức.

Bằng cách sử dụng công thức (22) và công thức (23), $RH(T_{mp})$ hàng ngày có thể được thể hiện theo công thức (24) sau đây.

$RH(T_{mp}) \approx \{P_s(T$ trung bình hàng ngày)/ $P_s(T_{mp})\} \cdot RH$ trung bình hàng ngày (Công thức (24))

Trong phần mô tả này, nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV có thể được thể hiện theo công thức (25) sau đây.

$$T_{mp} = T_{max} + \Delta T = T_{ave} + (\Delta T_2 + \Delta T) \quad (\text{Công thức (25)})$$

Trong công thức (25), T_{ave} là nhiệt độ không khí trung bình hàng ngày. Ngoài ra, ΔT_2 thu được bằng cách trừ nhiệt độ không khí trung bình hàng ngày từ nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày. Theo cách này, nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV và nhiệt độ không khí trung bình hàng ngày T_{ave} về cơ bản có thể có mối quan hệ tỷ lệ thuận.

Tương tự phần mô tả hàng ngày nêu trên, trong phần mô tả hàng năm, cần xem xét để được thể hiện theo công thức (26) sau đây bằng cách sử dụng nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} .

$RH(T_{mp_eff}) \approx \{P_s(T$ trung bình hàng năm)/ $P_s(T_{mp_eff})\} \cdot RH$ trung bình hàng năm (Công thức (26))

Trong phần mô tả này, $RH(T_{mp_eff})$ là độ ẩm tương đối ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm ở hiện trường T_{mp_eff} . RH trung bình hàng năm là độ ẩm tương đối trung bình hàng năm. $P_s(T_{mp_eff})$ là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ mô đun hiệu quả

hàng năm ở hiện trường T_{mp_eff} . $P_s(T$ trung bình hàng năm) là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ không khí trung bình hàng năm.

Ngoài ra, $RH(T_{mp_eff})$ còn có thể được tính trong công thức (27) sau đây bằng cách sử dụng độ ẩm tương đối và áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} .

$$RH(T_{mp_eff}) \approx \{P_s(T_{max} \text{ trung bình hàng năm})/P_s(T_{mp_eff})\} \cdot RH(T_{max} \text{ trung bình hàng năm}) \quad (\text{Công thức (27)})$$

Trong công thức này, $RH(T_{max} \text{ trung bình hàng năm})$ là độ ẩm tương đối ở nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} . $P_s(T_{max} \text{ trung bình hàng năm})$ là áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} . Nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} sẽ được mô tả sau đây trong “Dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng đồ thị”.

Tốt hơn là sự hiệu chỉnh độ ẩm được mô tả trong phần mô tả sau đây được thực hiện để đảm bảo sự thống nhất với phần mô tả của dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm (thiết bị gồm có các số lượng khác nhau tạo thành phương pháp dự tính thời hạn sử dụng theo sáng chế). Về vấn đề này, mối quan hệ như trong công thức (28) sau đây có thể được xác nhận từ thông tin nhiệt độ của các trường hợp ví dụ thực tế ở Chiba và Okinawa, sẽ được mô tả sau đây.

$$T_{max} \text{ trung bình hàng năm} + \Delta T \approx T_{mp_eff} \quad (\text{Công thức (28)})$$

Do đó, đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm khi dự tính thời hạn sử dụng, tốt hơn là sử dụng T_{max} trung bình hàng năm, hoặc giá trị trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} , mà tương thích với, tức là, phù hợp với ΔT và T_{mp_eff} . Phần mô tả tiếp theo dựa trên công thức (27) dưới đây.

Nếu giá trị xấp xỉ đóng vai trò như là giá trị gần đúng mong muốn dễ dàng thu được đối với T_{mp_eff} , có thể có định nghĩa khác với bước G1 trên Fig.5 được mô tả ở trên hoặc công thức (47) sẽ được mô tả sau đây. Tức là, như được minh họa trong công thức (28), T_{mp_eff} và T_{max} trung bình hàng năm có thể có liên quan trực tiếp với nhau mà không có $\exp(-E_a/kT_{mp})$. Trong trường hợp với định nghĩa như vậy, ví dụ, đối với ΔT trong công thức (28), giá trị trung bình của ΔT trong 365 ngày hoặc giá trị trung bình hàng năm của mức trung bình hàng tháng của ΔT có thể được sử dụng. Nếu mức trung

bình hàng năm của ΔT được sử dụng như ΔT trong công thức (28), T_{mp_eff} có thể được dự tính. Do đó, không nên sử dụng mức trung bình hàng năm của ΔT như ΔT trong công thức (28). Nếu giá trị chính xác hơn là cần thiết như T_{mp_eff} , giá trị được tính bởi công thức (47) sẽ được mô tả sau đây với định nghĩa ban đầu có thể được sử dụng.

Trong phần mô tả này, có thể mong muốn trường hợp khi không có dữ liệu nhiệt độ của mô đun PV (tức là, trường hợp không biết T_{mp_eff}). Trong trường hợp này, đối với ΔT , có thể sử dụng thông tin của ΔT tại vị trí có dữ liệu hàng năm của mô đun PV nhiệt độ và dữ liệu hàng năm của nhiệt độ không khí đã thu được (khu vực tại đó có mô đun PV được lắp đặt). Tức là, trong trường hợp này, đối với ΔT , giá trị trung bình của ΔT trong 365 ngày hoặc giá trị trung bình hàng năm của mức trung bình hàng tháng của ΔT ở vị trí đã biết có thể được tính. Giá trị gần đúng của ΔT có thể là $25^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và khoảng $35^{\circ}\text{C} \pm$ (từ 5 đến 10°C) trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà.

Trong phần mô tả này, phép tính của $RH(T_{max}$ trung bình hàng năm) cần thông tin của độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày. Tuy nhiên, thông tin của độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày thường không ở trạng thái thu được dưới dạng dữ liệu thời tiết hàng ngày. Do đó, để thu được thông tin của độ ẩm tương đối ở nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày, dữ liệu của độ ẩm tương đối hàng giờ được tìm kiếm hồi tiếp. Tuy nhiên, dữ liệu của độ ẩm tương đối hàng giờ hiện tại thu được chỉ ở các địa điểm giới hạn, khoảng một địa điểm ở mỗi tỉnh.

Do đó, trong một phương án, thời hạn sử dụng có thể được dự tính ở khía cạnh an toàn hơn theo cách sau. Tức là, trong một phương án, $RH(T_{mp_eff})$ có thể được dự tính quá cao. Trong phần mô tả này, sự dự tính quá cao $RH(T_{mp_eff})$ tương ứng với sự dự tính quá thấp thời hạn sử dụng dựa trên thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm. Trong phần mô tả này, xem xét hệ thức chung theo đó có RH trung bình hàng năm $\geq RH(T_{max}$ trung bình hàng năm), RH trung bình hàng năm được sử dụng bằng cách đưa ra $RH'(T_{mp_eff})$ được xác định trong công thức sau đây. Dữ liệu của độ ẩm tương đối trung bình hàng ngày và dữ liệu của độ ẩm tương đối trung bình hàng tháng có thể dễ dàng truy cập. Do đó, dễ dàng thu được RH trung bình hàng năm. Do đó, bằng cách sử dụng RH trung bình hàng năm thuận lợi cho mục đích thu được hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c .

$RH'(T_{mp_eff})$ nêu trên được xác định bằng công thức (29) sau đây.

$RH'(T_{mp_eff}) \approx \{Ps(T_{max} \text{ trung bình hàng năm})/Ps(T_{mp_eff})\} \cdot RH \text{ trung bình hàng năm}$ (Công thức (29))

Trong phần mô tả này, nếu công thức (27) và công thức (29) được so sánh với nhau, hệ thức thỏa mãn như được minh họa trong công thức (30) sau đây.

$$RH'(T_{mp_eff}) \geq RH(T_{mp_eff}) \quad (\text{Công thức ((30))})$$

Bằng cách sử dụng RH' nêu trên, thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm có thể được dự tính ở khía cạnh an toàn hơn (được dự tính quá thấp). Theo cách này, quy trình (2) nêu trên có thể được thực hiện.

Tiếp theo, quy trình (3) nêu trên sẽ được mô tả. Xem xét quá trình ở các quy trình (1) và quy trình (2), quy trình (3) có thể được tóm tắt như quy trình sau đây. Tức là, quy trình sau đây có thể được thực hiện để hiệu chỉnh độ ẩm đối với thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở RH khoảng 90% được dự tính từ kiểm tra nhiệt ẩm ($RH = \text{khoảng } 90\%$).

(i) Trước tiên, độ ẩm tương đối trong không khí ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} được coi như là $RH'(T_{mp_eff})$ nêu trên. Dựa trên vấn đề này, $RH'(T_{mp_eff})$ thu được từ thông tin của T_{max} trung bình hàng năm, tức là giá trị trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày T_{max} , nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} , và độ ẩm tương đối trung bình trong một năm (RH trung bình hàng năm) (theo quy trình (2) nêu trên).

(ii) Tiếp theo, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c ở $RH'(T_{mp_eff})$ được đọc từ thông tin của các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm trong đó độ ẩm tương đối được thiết lập và đường cong gần đúng thể hiện sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm bằng định luật lũy thừa (theo quy trình (1) nêu trên). Trong phần mô tả này, thông tin của các kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm trong đó độ ẩm tương đối được thiết lập là thông tin biểu thị mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm.

Quy trình ở mỗi bước (i) và (ii) trong trường hợp mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường sẽ được mô tả cụ thể.

(i) Sự dự tính độ ẩm tương đối $RH'(T_{mp_eff})$ trong không khí ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff}

Fig.13(A) và Fig.13(B) là các đồ thị minh họa sự phụ thuộc nhiệt độ và sự phụ thuộc độ ẩm tương đối của áp suất hơi nước. Fig.13(B) thể hiện trực tung của đồ thị trên Fig.13(A) như hàm số logarit. Trong phần mô tả này, ví dụ, mô hình ảo tại vị trí có $T_{\max}$ trung bình hàng năm (nhiệt độ không khí tối đa trung bình hàng năm) = 20°C và độ ẩm tương đối trung bình hàng năm RH (T trung bình hàng năm) = 70% trong trường hợp $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$ (lắp đặt trên mặt đất) và trong trường hợp $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$ (lắp đặt trên mái nhà) sẽ được mô tả.

Fig.14 là đồ thị minh họa quy trình tính độ ẩm tương đối $RH'(T_{\text{mp_eff}})$ trong không khí ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm. Ngay cả khi không khí ở $T_{\max}$ trung bình hàng năm = 20°C tiếp xúc với mô đun PV và đạt đến nhiệt độ giống với nhiệt độ mô đun ở nhiệt độ hiệu quả 45°C hoặc 55°C , như đã mô tả ở trên, áp suất hơi nước hầu như không thay đổi. Dựa trên định luật vật lý như vậy, trên Fig.14, độ ẩm tương đối $RH'(T_{\text{mp_eff}})$ trong không khí ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm được tính là $RH' = 17\%$ hoặc $RH' = 10\%$ trong từng trường hợp. Tức là, ở mức trung bình hàng năm $T_{\max} = 20^{\circ}\text{C}$, nếu $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{mp_eff}} = 45^{\circ}\text{C}$), thu được hệ thức $RH'(T_{\text{mp_eff}}) = 17\%$. Ở $T_{\max}$ trung bình hàng năm = 20°C , nếu $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$ ($T_{\text{mp_eff}} = 55^{\circ}\text{C}$), thu được hệ thức $RH'(T_{\text{mp_eff}}) = 10\%$.

(ii) Đọc hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c ở $RH'(T_{\text{mp_eff}})$

Hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được đọc từ đồ thị minh họa mối quan hệ nêu trên giữa độ ẩm tương đối và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c .

Fig.15 là đồ thị minh họa ví dụ về mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c . Trên Fig.15, các trường hợp khi $RH' = 17\%$ và $RH' = 10\%$ được minh họa. Từ Fig.15, có thể đọc hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường là 2,1 nếu $RH' = 17\%$ và 2,7 nếu $RH' = 10\%$. Ngoài ra, Fig.15 còn thể hiện trường hợp của lớp EVA được cải tiến.

Fig.16 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ và độ ẩm tương đối giữa ba điều kiện bao gồm điều kiện kiểm tra nhiệt ẩm ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95%, điều kiện khu vực ảo ở RH 95%, và điều kiện khu vực của mô hình ảo nêu trên. Đồ thị này minh họa toàn bộ phạm vi của mối quan hệ giữa nhiệt độ và độ ẩm trong quy trình của việc dự tính thời hạn sử dụng.

Theo quy trình được mô tả bằng cách sử dụng mô hình ảo nêu trên, các giá trị được

dự tính cụ thể của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường sẽ được mô tả bằng cách lấy ví dụ ở Chiba và Okinawa. Độ ẩm tương đối trung bình hàng năm (RH trung bình hàng năm) là RH 70% như giá trị gần đúng. Các ví dụ sử dụng dữ liệu thời tiết trong năm 2015, và thu được hệ thức T_{max} trung bình hàng năm = 20,3°C ở Chiba và thu được hệ thức T_{max} trung bình hàng năm = 26,3°C ở Okinawa. Trong phần mô tả này, ngay cả khi giá trị của RH 70% $\pm$ khoảng 10% được chấp nhận, các kết quả không thể hiện sự khác nhau đáng kể. Phần mô tả sau đây sẽ được trình bày dựa trên Fig.14 và Fig.18.

Trước tiên, ở Chiba (T_{max} trung bình hàng năm = 20,3°C), nếu $\Delta T = 25^\circ\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 47,5^\circ\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) = 15$ đến 20%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được từ 2 đến 2,2. Ngoài ra, ở Chiba (T_{max} trung bình hàng năm = 20,3°C), nếu $\Delta T = 35^\circ\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 57,3^\circ\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) =$ khoảng 10%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 2,7.

Tiếp theo, ở Okinawa (T_{max} trung bình hàng năm = 26,3°C), nếu $\Delta T = 25^\circ\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 52,0^\circ\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) = 15$ đến 20%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được từ 2 đến 2,2. Ngoài ra, ở Okinawa (T_{max} trung bình hàng năm = 26,3°C), nếu $\Delta T = 35^\circ\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 62,0^\circ\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) =$ khoảng 10%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 2,7.

Trong phần mô tả này, nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} được tính từ chỉ số bức xạ hàng năm A được tính bằng cách sử dụng dữ liệu thời tiết ở Chiba và Okinawa. Phép tính nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} sẽ được mô tả sau đây trong “Dự tính thời hạn sử dụng sử dụng đồ thị”. Ngoài ra, từ các ví dụ nêu trên, có thể xác nhận rằng còn có mối quan hệ được minh họa trên công thức (28) nêu trên. Tức là, còn có thể xác nhận rằng việc sử dụng T_{max} trung bình hàng năm thay vì T trung bình hàng năm đảm bảo thống nhất với phần mô tả nêu trên về dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm.

Tóm lại, giá trị gần đúng đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường ở Nhật Bản có thể là giá trị sau đây xem xét theo dự tính thời hạn sử

dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở khía cạnh an toàn hơn. Tức là, trong trường hợp khi mô đun PV được lắp trên mặt đất và $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 2. Ngoài ra, trong trường hợp khi mô đun PV được lắp đặt trên mái nhà và $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 2,5. Để tóm tắt phần mô tả nêu trên, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của mô đun PV sử dụng EVA thông thường ở Nhật Bản có thể là khoảng 2,2 như giá trị gần đúng.

Tiếp theo, giá trị được dự tính cụ thể của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c trong trường hợp sử dụng lớp EVA được cải tiến sẽ được mô tả. Đối với sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường, và cả sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được. Cần lưu ý trong phần mô tả rằng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c khác nhau nếu loại lớp EVA khác nhau. Trường hợp này sẽ được mô tả chi tiết sau đây.

Trong sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến, so với sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường, thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm tăng với lượng nhất định so với thời hạn sử dụng trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường. Về vấn đề này, trong sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến, ví dụ, sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được dự tính như được thể hiện trên Fig.17.

Fig.17 là đồ thị minh họa sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm như trên Fig.11. Fig.17 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm đối với mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến. Trên Fig.17, trục hoành biểu thị độ ẩm tương đối RH [%], và trục tung biểu thị thời gian [giờ] cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm. Thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm có thể là, ví dụ, thời gian cho đến khi các đặc tính FF giảm 10% so với giá trị ban đầu. Trên Fig.17, để so sánh, đường cong trong trường hợp sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường được minh họa bằng đường chấm gạch, và đường cong trong trường hợp sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến được minh họa bằng nét đứt.

Từ phần mô tả nêu trên, ví dụ, sự phụ thuộc độ ẩm của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c được minh họa như trên Fig.18. Như được thể hiện trên Fig.12, Fig.18 là đồ thị minh

họa ví dụ trong đó thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm được bình thường hóa bằng thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở RH 95%. Cũng trên Fig.18, để so sánh, đường cong trong trường hợp sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường được minh họa bởi đường chấm gạch, và đường cong trong trường hợp sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến được minh họa bằng nét đứt. Thông tin trên Fig.18 còn được thể hiện trên Fig.15.

Xem xét phần mô tả nêu trên, đối với trường hợp sản phẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường, các ví dụ dự tính cụ thể của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c trong trường hợp sử dụng lớp EVA được cải tiến sẽ được minh họa bằng cách lấy ví dụ ở Chiba và Okinawa. Phần mô tả sau đây sẽ được trình bày dựa trên Fig.14 và Fig.18.

Trước tiên, ở Chiba (T_{max} trung bình hàng năm = $20,3^{\circ}\text{C}$), nếu $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 47,5^{\circ}\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) = 15$ đến 20%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 1,7. Ngoài ra, ở Chiba (T_{max} trung bình hàng năm = $20,3^{\circ}\text{C}$), nếu $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 57,3^{\circ}\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) =$ khoảng 10%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 2,0.

Tiếp theo, ở Okinawa (T_{max} trung bình hàng năm = $26,3^{\circ}\text{C}$), nếu $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 52,0^{\circ}\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) = 15$ đến 20%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 1,7. Ngoài ra, ở Okinawa (T_{max} trung bình hàng năm = $26,3^{\circ}\text{C}$), nếu $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$, thu được hệ thức $T_{mp_eff} = 62,0^{\circ}\text{C}$. Tiếp theo, trên Fig.14, thu được $RH'(T_{mp_eff}) =$ khoảng 10%. Tiếp theo, trên Fig.18, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được khoảng 2,0.

Tóm lại, giá trị gần đúng đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến ở Nhật Bản có thể là giá trị sau đây xem xét theo dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở khía cạnh an toàn hơn. Tức là, trong trường hợp khi mô đun PV được lắp đặt trên mặt đất và $\Delta T = 25^{\circ}\text{C}$, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 1,5. Ngoài ra, trong trường hợp khi mô đun PV được lắp đặt trên mái nhà và $\Delta T = 35^{\circ}\text{C}$, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 1,8. Để tóm tắt phần mô tả nêu trên, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến ở Nhật Bản có thể là khoảng 1,6 như giá trị gần đúng.

Fig.19 là đồ thị điểm minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình

hàng năm theo từng tháng và độ ẩm tương đối trung bình hàng năm theo từng tháng ở một số khu vực ở Nhật Bản. Như được thể hiện trên Fig.19, nhận thấy rằng ở một số khu vực khác nhau ở Nhật Bản, ngay cả khi nhiệt độ không khí trung bình thay đổi, độ ẩm tương đối trung bình về cơ bản là khoảng 70%. Do đó, khi hệ số hiệu chỉnh độ ẩm đối với số năm thời hạn sử dụng Y_v ở hiện trường ảo ở độ ẩm tương đối khoảng 90%, chứng tỏ rằng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c nêu trên được suy ra bằng cách giả định độ ẩm tương đối trung bình ở hiện trường của Nhật Bản khoảng 70%. Tức là, ở hiện trường của Nhật Bản ở độ ẩm tương đối khoảng 70% như đã mô tả ở trên, trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường, giá trị gần đúng của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 2,2. Cụ thể là, giá trị gần đúng của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 2 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể là khoảng 2,5 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Ngoài ra, trong trường hợp sử dụng lớp EVA được cải tiến, giá trị gần đúng của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 1,6. Cụ thể là, giá trị gần đúng của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể là khoảng 1,5 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể là khoảng 1,8 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà.

Tiếp theo, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c ở hiện trường của các nước khác sẽ được xem xét cụ thể.

Fig.20 và Fig.21 là các đồ thị điểm minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng năm tính theo tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở các khu vực ở các nước khác.

Trên Fig.20, mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng năm tính theo tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở Đài Bắc, Bangkok, và Manila được minh họa ví dụ. Cụ thể là, Bangkok và Manila ở trạng thái nóng ẩm trong một năm, và độ ẩm tương đối trung bình hàng năm vượt quá 70%. Ngoài ra, ở Đài Bắc, độ ẩm tương đối trung bình hàng năm vượt quá 80%. Do đó, trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c ở những khu vực này có thể được cho phép nhỏ hơn 2 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể được cho phép nhỏ hơn 2,5 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Ngoài ra, trong trường hợp sử dụng lớp EVA được cải tiến, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được cho phép nhỏ hơn 1,5 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể được cho phép nhỏ hơn 1,8 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Theo cách này, ở hiện trường các nước đặc biệt nóng ẩm, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được cho phép nhỏ hơn giá trị trong trường hợp ở Nhật Bản.

Trên Fig.21, mối quan hệ giữa nhiệt độ không khí trung bình hàng năm tính theo tháng và độ ẩm tương đối trung bình ở New Delhi, Riyadh, Abu Dhabi, và Las Vegas được minh họa ví dụ. Như được thể hiện trên Fig.21, cụ thể là ở Riyadh và Las Vegas, độ ẩm tương đối trung bình quá thấp và về cơ bản là khoảng 15% đến 45% trong một năm. Do đó, ví dụ, ở Riyadh, Las Vegas, và khu vực tương tự, từ thông tin của độ ẩm tương đối ở các khu vực, trong trường hợp sử dụng lớp EVA thông thường, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được cho phép lớn hơn 2 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể được cho phép lớn hơn 2,5 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Ngoài ra, trong trường hợp sử dụng lớp EVA được cải tiến, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được cho phép lớn hơn 1,5 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể được cho phép lớn hơn 1,8 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà. Theo cách này, ở vùng đặc biệt khô ở hiện trường của các nước khác, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể được cho phép lớn hơn giá trị trong trường hợp ở Nhật Bản.

Phương pháp sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm hàng tháng

Ngoài ra, nếu có sẵn thông tin của độ ẩm tương đối trung bình hàng tháng RH_m , chỉ số bức xạ hàng tháng (monthly stress index: A_m) có thể được xác định như trong công thức (31) sau đây.

Chỉ số bức xạ hàng tháng $A_m = H_{eff} \cdot \sum \exp(-E_a/kT_{mp})$ (Công thức (31))

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là số ngày của mỗi ngày trong tháng tương ứng.

Từ công thức (31), bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm hàng tháng (monthly humidity correction coefficient: H_{cm}), như được thể hiện trên công thức (32) sau đây, chỉ số bức xạ hàng năm (annual stress index: A_c) liên quan tới sự hiệu chỉnh độ ẩm có thể thu được.

Chỉ số bức xạ hàng năm A_c đã hiệu chỉnh độ ẩm $\approx \sum \{A_m/H_{cm}\}$ (Công thức (32))

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 12 tháng theo từng tháng.

Bằng cách sử dụng chỉ số bức xạ hàng năm A_c đã hiệu chỉnh độ ẩm, số năm thời hạn sử dụng (service life years: Y_h) dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm trong phạm vi độ ẩm ở hiện trường có thể thu được bằng cách chia chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B nêu trên cho A_c nêu trên như được minh họa trên công thức (33) sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng Yh của mô đun PV = thời hạn sử dụng chỉ số bức xạ B/Ac (Công thức (33))

Theo phép tính này, dự tính thời hạn sử dụng có thể được thực hiện chính xác hơn trong trường hợp sử dụng thông tin của độ ẩm tương đối trung bình hàng năm RH. Phép tính này cụ thể là được sử dụng trong khu vực tại đó có độ ẩm tương đối thay đổi đáng kể trong một năm.

Phương pháp sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm hàng ngày

Ngoài ra, nếu có sẵn thông tin của độ ẩm tương đối trung bình hàng ngày (daily average relative humidity: RHd), chỉ số bức xạ hàng ngày (daily stress index: Ad) có thể được xác định như trong công thức (34) sau đây.

Chỉ số bức xạ hàng ngày $Ad = H_{eff} \cdot \exp(-E_a/kT_{mp})$ (Công thức (34))

Trong công thức này, T_{mp} là giá trị có thể khác nhau giữa các ngày.

Từ công thức (34), bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm hàng ngày (daily humidity correction coefficient: Hcd) như được thể hiện trên công thức (35) sau đây, chỉ số bức xạ hàng năm Ac đã hiệu chỉnh độ ẩm có thể thu được.

Chỉ số bức xạ hàng năm Ac đã hiệu chỉnh độ ẩm $\approx \sum \{Ad/Hcd\}$ (Công thức (35))

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày.

Số năm thời hạn sử dụng Yh dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm trong phạm vi độ ẩm ở hiện trường có thể thu được bằng cách sử dụng Ac nêu trên theo công thức (33) về cơ bản theo cùng một cách nêu trên.

Theo phép tính này, dự tính thời hạn sử dụng có thể được thực hiện chính xác hơn trong trường hợp sử dụng thông tin của độ ẩm tương đối trung bình hàng tháng RHm. Phép tính này được sử dụng đặc biệt hữu ích ở hiện trường tại đó có độ ẩm tương đối thay đổi đáng kể trong một tháng.

Trong phần mô tả này, đặc điểm vật lý học được xem xét khi sự hiệu chỉnh độ ẩm được thực hiện bằng cách sử dụng độ ẩm tương đối thông tin sẽ được mô tả. Tức là, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm Hc cần được xác định dựa trên các kết quả của các kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện với độ ẩm tương đối như biến số. Cần lưu ý rằng không thể cho rằng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm theo tỷ lệ nghịch đơn giản với áp suất hơi nước tuyệt đối (mật

độ hơi nước) trong không khí hoặc hệ số hiệu chỉnh độ ẩm theo tỷ lệ nghịch đơn giản với nồng độ phân tử nước trong lớp EVA.

Độ ẩm trong lớp EVA được xem xét ở trạng thái ngưng tụ (trạng thái pha lỏng) trong phạm vi áp suất nhiệt độ ở hiện trường. Nhiệt độ càng cao, sự khuếch tán độ ẩm trong lớp EVA thu được càng nhanh. Tức là, trong các giờ ban ngày với nhiệt độ mô đun tối đa, độ dài khuếch tán độ ẩm trong lớp EVA tăng quá mức. Mặt khác, ngược lại trong khoảng thời gian chẳng hạn như buổi sáng, buổi tối hoặc ban đêm trong đó nhiệt độ mô đun giảm, độ dài khuếch tán của độ ẩm trong lớp EVA giảm quá mức. Kết quả là, nồng độ phân tử nước (nồng độ của các phân tử nước) trong lớp EVA được xem xét để trở nên gần giống với nồng độ cân bằng ở trạng thái trong đó nhiệt độ mô đun là tối đa theo thời gian. Tức là, lượng độ ẩm (nước ở trạng thái pha lỏng) trong lớp EVA của mô đun đã được lắp ở hiện trường trong thời gian nhất định được xem xét để về cơ bản được tính bởi lượng độ ẩm sau đây. Tức là, lượng độ ẩm là lượng độ ẩm trong lớp EVA tức là được cho là ở trạng thái cân bằng với lượng độ ẩm (hơi nước ở trạng thái pha khí) trong không khí tức là về cơ bản ở nhiệt độ giống với mô đun bằng cách tiếp xúc với mô đun, trong phạm vi nhiệt độ trong đó nhiệt độ mô đun là tối đa. Trong phần mô tả sau đây, nồng độ của nước hoặc hơi nước biểu thị nồng độ [số lượng/cm³] của các phân tử nước có trong một đơn vị thể tích.

Nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ nhựa trong vật liệu polyme tạo thành lớp EVA (sau đây còn được gọi đơn giản là “nhựa”) có thể được suy ra dựa trên nhiệt vật lý và nhiệt hóa học như sau.

$$n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ nhựa} = RH \cdot P_s(T)/P_s'(T) \cdot n_{\text{toàn bộ chất lỏng}} \quad (\text{Công thức (36)})$$

Trong công thức này, T là nhiệt độ tuyệt đối [K] của thiết bị cân bằng được tạo thành bởi nhựa và không khí. RH là giá trị [%/100] thu được bằng cách chia độ ẩm tương đối [%] trong không khí với 100. Nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ trong nhựa là số lượng của các phân tử nước [số lượng/cm³] trên mỗi đơn vị thể tích nhựa. $n_{\text{toàn bộ chất lỏng}}$ là số lượng tối đa của các phân tử nước (số lượng phân tử bão hòa) [số lượng/cm³] có thể được bao gồm trên mỗi đơn vị thể tích nhựa. $P_s(T)$ là áp suất hơi nước bão hòa [Pa] của hơi nước ở nhiệt độ T . $P_s'(T)$ là hàm số [Pa] có sự phụ thuộc nhiệt độ được xác định từ mối quan hệ cân bằng nhiệt giữa nước trong nhựa và hơi nước trong không khí (các kết quả kiểm tra của hệ số phân tách).

Ngoài ra, $P_s(T)$ có thể được thể hiện theo công thức (37) sau đây.

$$P_s(T) = \exp(\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(T)/RT) \quad (\text{Công thức (37)})$$

Trong đó, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(T)$ là chênh lệch giữa năng lượng theo mol Gibbs của nước ở trạng thái lỏng và năng lượng theo mol Gibbs của hơi nước ở trạng thái khí ở nhiệt độ T .

Ngoài ra, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(T)$ có thể được thể hiện theo công thức (38) sau đây.

$$\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(T) = \Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(298) - T \cdot \Delta S_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(298) \quad (\text{Công thức (38)})$$

Trong công thức này, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(298)$ là chênh lệch giữa năng lượng theo mol Gibbs của sự hình thành nước ở trạng thái lỏng và năng lượng tiêu chuẩn theo mol Gibbs của sự hình thành hơi nước ở trạng thái khí ở nhiệt độ 25°C . $\Delta S_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng/pha khí}(298)$ là chênh lệch giữa entropy tiêu chuẩn theo mol của nước ở trạng thái lỏng và entropy tiêu chuẩn theo mol của hơi nước ở trạng thái khí ở nhiệt độ 25°C .

Ngoài ra, $P_s'(T)$ được xác định như trong công thức (39) sau đây.

$$P_s'(T) = \exp(\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(T)/RT) \quad (\text{Công thức (39)})$$

Trong công thức này, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(T)$ là chênh lệch, ở nhiệt độ T , giữa năng lượng theo mol Gibbs của nước ở trạng thái lỏng trong nhựa và năng lượng theo mol Gibbs của hơi nước ở trạng thái khí.

Ngoài ra, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(T)$ được xác định như trong công thức (40) sau đây.

$$\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(T) = \Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(298) - T \cdot \Delta S_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(298) \quad (\text{Công thức (40)})$$

Trong công thức này, $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(298)$ là chênh lệch, ở nhiệt độ 25°C , giữa năng lượng theo mol Gibbs của sự hình thành nước ở trạng thái lỏng trong nhựa và năng lượng tiêu chuẩn theo mol Gibbs của sự hình thành hơi nước ở trạng thái khí. $\Delta S_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng'}/\text{pha khí}(298)$ là chênh lệch, ở nhiệt độ 25°C , giữa entropy tiêu chuẩn theo mol của nước ở trạng thái lỏng trong nhựa và entropy tiêu chuẩn theo mol của hơi nước ở trạng thái khí.

Tiếp theo, từ sự so sánh giữa nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ nhựa trong nhựa và nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ không khí trong không khí trong phần mô tả này, hệ số phân tách C liên quan đến các phân tử nước có thể thu được.

$$\text{Hệ số phân tách } C = n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ nhựa} / n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ không khí} \quad (\text{Công thức (41)})$$

Công thức (41) có thể được tính theo công thức (42) sau đây từ công thức (36).

$$\text{Hệ số phân tách } C = RH \cdot Ps(T) \cdot n_{\text{toàn bộ chất lỏng}} / (Ps'(T) \cdot n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ không khí}) \quad (\text{Công thức (42)})$$

Ngoài ra, xem xét $RH \cdot Ps(T) = P(T) = n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ không khí}} \cdot kT$, công thức (42) có thể được tính theo công thức (43) sau đây. $P(T)$ là áp suất hơi nước [Pa] của hơi nước ở nhiệt độ T .

$$\text{Hệ số phân tách } C = n_{\text{toàn bộ chất lỏng}} \cdot kT / Ps'(T) \quad (\text{Công thức (43)})$$

Nếu hệ số phân tách C ở từng nhiệt độ T là đã biết từ công thức (43), có thể thu được $Ps'(T)$.

Tiếp theo, phương pháp thu được hệ số phân tách C liên quan đến các phân tử nước từ kiểm tra bằng cách sử dụng công thức (41) sẽ được mô tả.

Lớp EVA được tách ra từ mô đun PV liên quan đến kiểm tra nóng ẩm trong điều kiện nhiệt độ định trước, nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ nhựa trong lớp EVA liên quan đến phân tích định lượng bằng phương pháp Karl-Fischer hoặc phương pháp tương tự. Sau đó, nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ không khí trong không khí ở nhiệt độ định trước có thể thu được từ nhiệt độ và độ ẩm tương đối của điều kiện kiểm tra nóng ẩm. Hệ số phân tách C có thể thu được bằng cách thu được tỷ lệ giữa nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ nhựa thu được trong nhựa và nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ không khí trong không khí. Điều này được lặp lại ở các nhiệt độ khác nhau, và bằng cách này, thu được hệ số phân tách C ở từng nhiệt độ.

Fig.22 là đồ thị điểm thể hiện hệ số phân tách C thu được ở từng nhiệt độ. Bằng cách sử dụng các phần dữ liệu kiểm tra này, có thể thu được $Ps'(T)$. Trong phần mô tả này, trong công thức (40), bằng cách thiết lập $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng} / \text{pha khí}} (298) = -9448 \text{ J/mol}$ và $\Delta S_{\text{H}_2\text{O}} \text{ pha lỏng} / \text{pha khí}} (298) = -83,1 \text{ J/mol}$, và $Ps'(T)$ đã tính từ công thức (39), cần xác nhận rằng hệ số phân tách C được tính theo công thức (43) tái tạo hệ số phân tách C thu được bởi kiểm tra. Trong phần mô tả này, xem xét $\Delta G_{\text{H}_2\text{O}}$ pha

lỏng/pha khí (298) = -8589 J/mol và $\Delta S_{\text{H}_2\text{O}}$ pha lỏng/pha khí (298) = -118,8 J/mol trong thiết bị đơn giản của nước (pha lỏng) và hơi nước (pha khí), nhận thấy rằng nước có trong nhựa ổn định hơn về mặt nhiệt động lực học hơn là trong thiết bị nước và hơi nước.

Ngoài ra, từ công thức (36), nhận thấy rằng nồng độ phân tử nước trong lớp EVA tỷ lệ với độ ẩm tương đối RH. Ngoài ra, nếu độ ẩm tương đối RH là không đổi, từ sự phụ thuộc nhiệt độ của $P_s(T)/P_s'(T)$, nồng độ phân tử nước trong lớp EVA có thể được dự kiến sẽ tăng dần theo tỷ lệ nhiệt độ.

Như đã mô tả ở trên, nồng độ phân tử nước trong lớp EVA tăng dần theo tỷ lệ nhiệt độ nếu độ ẩm tương đối RH là không đổi. Điều này thể hiện rằng nồng độ phân tử nước trong lớp EVA không được xác định dưới dạng tỷ lệ với áp suất hơi nước bão hòa, mà tăng theo cấp số nhân tương ứng với nhiệt độ. Nồng độ phân tử nước trong lớp EVA tăng dần tỷ lệ với nhiệt độ, không tăng theo cấp số nhân tương ứng với nhiệt độ, bởi vì sự phụ thuộc nhiệt độ của hệ số phân tách tác động sao cho gần như triệt tiêu sự phụ thuộc nhiệt độ của áp suất hơi nước bão hòa. Tức là, công thức (36) có thể được tính theo công thức (44) sau đây bằng cách sử dụng công thức (43).

$$n_{\text{H}_2\text{O}} \text{ nhựa} = RH \cdot P_s(T) / kT \cdot \text{hệ số phân tách } C \quad (\text{Công thức (44)})$$

Sự phụ thuộc nhiệt độ của hệ số phân tách có thể được hiểu một cách tự nhiên bằng cách xem xét rằng mối quan hệ cân bằng giữa nước trong lớp EVA và hơi nước trong không khí về cơ bản giống như mối quan hệ cân bằng giữa nước đơn thuần (các phân tử nước pha lỏng) và hơi nước (các phân tử nước pha khí). Tức là, trong thiết bị nước đơn thuần và hơi nước như được thể hiện trên Fig.23, nếu nhiệt độ giảm, áp suất hơi nước bão hòa giảm đáng kể theo cấp số nhân (nồng độ hơi nước bão hòa giảm đáng kể theo cấp số nhân). Mặt khác, sự thay đổi trong mật độ nước đối với sự giảm nhiệt độ chỉ bằng hệ số giãn nở nhiệt của nước, và sự thay đổi này hầu như không đáng kể trong trường hợp hiện tại. Tức là, nồng độ phân tử nước pha lỏng/nồng độ phân tử nước pha khí, tức là, hệ số phân tách của các phân tử nước, tăng đáng kể theo cấp số nhân khi nhiệt độ giảm. Do đó, sự ảnh hưởng của sự phụ thuộc nhiệt độ của áp suất hơi nước bão hòa được triệt tiêu, và thực tế có thể hiểu rằng nồng độ phân tử nước pha lỏng hầu như không thay đổi trong thiết bị nước đơn thuần/hơi nước giữa 0 đến 100°C. Hiện tượng vật lý xảy ra giữa nước trong lớp EVA và hơi nước trong không khí về cơ bản là giống nhau. Có thể

hiều rằng nồng độ ẩm trong lớp EVA không thay đổi đáng kể vì ảnh hưởng của áp suất hơi nước bão hòa, giảm theo cấp số nhân khi nhiệt độ giảm, được triệt tiêu bởi hệ số phân tách của nước giữa lớp EVA và không khí tăng lên đáng kể theo cấp số nhân khi nhiệt độ giảm.

Nói cách khác, có thể giải thích rằng, ngay cả khi nồng độ hơi nước trong không khí thay đổi đáng kể, khi khả năng giữ ẩm của lớp EVA cao, sự thay đổi (giảm) nồng độ phân tử nước trong lớp EVA không lớn so với sự thay đổi (giảm) nồng độ phân tử nước trong không khí. Tức là, có thể giải thích rằng, ngay cả khi áp suất hơi nước bão hòa trong phạm vi nhiệt độ của khu vực thực tế giảm nhiều hơn hoặc bằng một thứ tự độ lớn so với áp suất hơi nước bão hòa trong phạm vi nhiệt độ của kiểm tra nóng ẩm, sự thay đổi (giảm) nồng độ phân tử nước trong lớp EVA không lớn so với sự thay đổi (giảm) nồng độ phân tử nước trong không khí.

Phần mô tả nêu trên còn có thể được xác nhận từ thực tế sau đây. Tức là, so sánh với nồng độ phân tử nước trong lớp EVA của sản phẩm kiểm tra đã trải qua kiểm tra nóng ẩm ở độ ẩm tương đối RH khoảng 90% và nồng độ phân tử nước trong lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực, chỉ xảy ra sự khác biệt (mức hệ số) được thể hiện trên Fig.24.

Fig.24 là hình vẽ minh họa nồng độ phân tử nước (nồng độ của các phân tử nước) trong lớp EVA của mỗi lớp EVA của sản phẩm kiểm tra đã trải qua kiểm tra nóng ẩm và lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực ở Nhật Bản. Trong phần mô tả này, nồng độ của các phân tử nước có nghĩa là số lượng của các phân tử nước trong một đơn vị thể tích lớp EVA. Như được thể hiện trên Fig.24, sản phẩm kiểm tra có khoảng từ 1 đến $2 \times 10^{20}/\text{cm}^3$ ở hầu hết trong các điều kiện nhiệt độ 125°C và độ ẩm tương đối RH 95%. Sản phẩm kiểm tra có khoảng từ 5 đến $8 \times 10^{19}/\text{cm}^3$ ở hầu hết trong các điều kiện nhiệt độ 95°C và độ ẩm tương đối RH 95%. Mặt khác, sản phẩm được thu hồi có khoảng từ 3 đến $5 \times 10^{19}/\text{cm}^3$. Sự chênh lệch của nồng độ phân tử nước trong lớp EVA giữa sản phẩm kiểm tra và sản phẩm được thu hồi có thể được xác nhận là nhỏ hơn nhiều so với sự chênh lệch của áp suất hơi nước bão hòa thu được từ sự phụ thuộc nhiệt độ của áp suất hơi nước bão hòa.

Xem xét phần mô tả nêu trên, các vấn đề cần được lưu ý đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của thời hạn sử dụng nhiệt ẩm sẽ được mô tả dưới đây.

Trước tiên, đối với sự phụ thuộc vào độ ẩm của thời hạn sử dụng nhiệt ẩm, không thể áp dụng sự phụ thuộc nhiệt độ của áp suất hơi nước bão hòa như hệ số hiệu chỉnh độ ẩm như đã có. Cụ thể là, không thể áp dụng, tỷ lệ giữa áp suất hơi nước bão hòa trong kiểm tra nóng ẩm và áp suất hơi nước bão hòa ở nhiệt độ của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường làm hệ số hiệu chỉnh độ ẩm. Nếu tỷ lệ được áp dụng là hệ số hiệu chỉnh độ ẩm, thời hạn sử dụng nhiệt ẩm được dự tính quá cao đáng kể. Điều này là do ảnh hưởng của sự phụ thuộc nhiệt độ của hệ số phân tách không được xem xét.

Tiếp theo, từ công thức (36), nồng độ phân tử nước trong lớp EVA được xem xét tỷ lệ với độ ẩm tương đối RH trong không khí bên ngoài, tuy nhiên thời hạn sử dụng nhiệt ẩm và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm thu được từ các kết quả của các kiểm tra thực tế được thực hiện bằng cách thiết lập nhiều độ ẩm tương đối không theo tỷ lệ nghịch đơn giản với độ ẩm tương đối RH. Tức là, trong công thức (18), $n \approx 1$ không thỏa mãn hệ thức, và hệ thức thỏa mãn đáng kể khi $n < 1$. Nếu tính hệ số hiệu chỉnh độ ẩm theo tỷ lệ nghịch đơn giản với độ ẩm tương đối RH (theo tỷ lệ đơn giản $1/RH$), tức là, nếu $n \approx 1$, thời hạn sử dụng nhiệt ẩm được dự tính cao đáng kể. Nồng độ phân tử nước trong lớp EVA và thời hạn sử dụng nhiệt ẩm không theo mối quan hệ tỷ lệ nghịch đơn giản bởi vì phản ứng suy giảm do ăn mòn của các phần tiếp xúc của các điện cực không theo tỷ lệ đơn giản với nồng độ phân tử nước trong lớp EVA. Tức là, bản thân nước không gây ra phản ứng ăn mòn. Phản ứng ăn mòn liên quan đến axit (axit axetic trong trường hợp của lớp EVA), và mặc dù độ ẩm không phải là yếu tố ăn mòn trực tiếp mà là yếu tố góp phần gián tiếp vào phản ứng ăn mòn có liên quan đến axit.

Các vấn đề cần được lưu ý đối với sự hiệu chỉnh độ ẩm của dự tính thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm đã được mô tả ở trên. Tức là, cần thiết để lưu ý rằng sự giả định về thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm theo tỷ lệ nghịch đơn giản với áp suất hơi nước tuyệt đối (mật độ hơi nước) trong không khí và sự giả định về thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm theo tỷ lệ nghịch đơn giản với nồng độ phân tử nước trong lớp EVA dẫn đến sự đánh giá quá cao đáng kể của thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm.

Trong phương pháp theo sáng chế, sự phụ thuộc của độ ẩm tương đối của thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm được suy ra từ các kết quả kiểm tra thực tế. Do đó, thời hạn sử dụng do nhiệt ẩm không được đánh giá quá cao đáng kể như trên.

Dự tính giới hạn trên và giới hạn dưới của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c

Trong phần mô tả này, như được thể hiện trên Fig.24, nồng độ phân tử nước trong lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực khoảng từ 3 đến $5 \times 10^{19}/\text{cm}^3$. Giá trị này được xác nhận là cao hơn từ 2 đến 3 lần so với giá trị được tính toán từ thông tin kiểm tra nêu trên của hệ số phân tách và thông tin độ ẩm trung bình ở hiện trường.

Cần xem xét khi xảy ra sự chênh lệch này do trạng thái của lớp EVA của sản phẩm kiểm tra được chuẩn bị để thu được hệ số phân tách và trạng thái của lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực khác nhau. Tức là, sản phẩm kiểm tra được đặt trong trạng thái bức xạ nhiệt ẩm đơn giản mà không có bức xạ tia UV, và kiểm tra kết thúc khi có thể xác nhận độ bão hòa của độ ẩm trong nhựa. Do đó, phản ứng thủy phân (phản ứng tạo ra axit axetic) của lớp EVA do bức xạ nhiệt ẩm vẫn ở giai đoạn ban đầu. Mặt khác, sản phẩm được thu hồi từ khu vực nhận đủ bức xạ tia UV và còn nhận bức xạ nhiệt ẩm đến mức độ mà axit axetic được tạo ra đáng kể. Như đã biết rằng lớp EVA bị phá hủy cấu trúc phân tử bởi tia UV.

Ngoài ra, bằng sự tạo ra axit axetic do bức xạ tia UV và sự tạo ra axit axetic do nhiệt ẩm, chắc chắn rằng, cấu trúc thay đổi ở cấp độ phân tử phù hợp với sự tạo ra axit axetic. Ngoài ra, còn có báo cáo về sự suy giảm của cấu trúc phân tử có thể xảy ra cụ thể trên bề mặt giữa lớp EVA và tế bào quang điện. Tức là, cần xem xét khi lượng lỗ trống (thể tích khoang trống) có thể thu giữ các phân tử nước tăng, bởi vì mức độ suy giảm của lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực đã xảy ra so với mức độ suy giảm của lớp EVA của sản phẩm kiểm tra. Do đó, khi nồng độ phân tử nước trong lớp EVA của sản phẩm được thu hồi từ khu vực, cần xem xét khi nhận thấy giá trị lớn hơn giá trị được dự tính từ các kết quả kiểm tra (hệ số phân tách) của sản phẩm kiểm tra.

Sự gia tăng lượng lỗ trống trong nhựa làm tăng số lượng tối đa các phân tử nước $n_{\text{toàn bộ chất lỏng}}$ có thể có trên mỗi đơn vị thể tích nhựa. Trong trường hợp hiện tại, số lượng tối đa của các phân tử nước $n_{\text{toàn bộ chất lỏng}}$ có nghĩa là số lượng bão hòa của các phân tử nước trên mỗi đơn vị thể tích khi tất cả các khoang trống trong nhựa được bão hòa với các phân tử nước. Cần xem xét khi lượng của tất cả các khoang trống (thể tích khoang trống) tăng theo sự suy giảm của lớp EVA, nồng độ phân tử nước $n_{\text{H}_2\text{O}}$ nhựa trong lớp EVA trở nên lớn hơn giá trị được dự tính từ các kết quả kiểm tra của sản phẩm kiểm tra theo công thức (36).

Trong phần mô tả này, nếu nồng độ phân tử nước trong lớp EVA của sản phẩm

được thu hồi từ khu vực được nhận thấy bởi lớp EVA của sản phẩm kiểm tra, theo dự tính, độ ẩm tương đối RH trong không khí ở nhiệt độ mô đun cần nằm trong khoảng $60\% \pm$ khoảng 20%. Trong trường hợp khi độ ẩm tương đối RH là 60%, nếu hệ số hiệu chỉnh độ ẩm được dự tính từ đồ thị được thể hiện trên Fig.18 thể hiện mối quan hệ giữa độ ẩm tương đối và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm, nhận thấy rằng giá trị gần đúng là khoảng 1,2 đối với lớp EVA thông thường và khoảng 1,1 đối với lớp EVA được cải tiến.

Lớp EVA của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường suy giảm dần cùng với số năm phơi sáng, và do đó, sự gia tăng lượng lỗ trống trong lớp EVA theo sự suy giảm được cho là sẽ thay đổi dần dần. Do đó, cần xem xét khi hệ số hiệu chỉnh độ ẩm cũng sẽ thay đổi dần dần cùng với số năm phơi sáng ở hiện trường. Tức là, cần xem xét khi hệ số hiệu chỉnh độ ẩm giảm dần theo thời gian.

Về vấn đề này, cần xem xét khi hệ số hiệu chỉnh độ ẩm được dự tính dựa trên thông tin của sản phẩm kiểm tra là giá trị gần đúng của giới hạn trên và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm được dự tính dựa trên thông tin của sản phẩm được thu hồi từ khu vực là giá trị gần đúng của giới hạn dưới. Tức là, đối với lớp EVA thông thường, giá trị gần đúng của giới hạn trên của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm có thể là khoảng 2,2, và, cụ thể hơn là để thiết lập có thể là khoảng 2 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể là khoảng 2,5 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà, và giá trị gần đúng của giới hạn dưới của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm có thể là khoảng 1,2. Đối với lớp EVA được cải tiến, giá trị gần đúng của giá trị trên của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm là khoảng 1,6, và, cụ thể hơn là, để thiết lập có thể là khoảng 1,5 trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và có thể là khoảng 1,8 trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà, và giá trị gần đúng của giới hạn dưới của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm có thể là khoảng 1,1.

Hệ số hiệu chỉnh tia UV Uc

Tiếp theo, hệ số hiệu chỉnh tia UV Uc theo công thức (1) sẽ được mô tả.

Số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên thu được bằng cách nhân số năm nêu trên của thời hạn sử dụng Yh với hệ số hiệu chỉnh tia UV Uc như được minh họa trên công thức (45) sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng $Y = \text{số năm thời hạn sử dụng } Yh \times \text{hệ số hiệu chỉnh tia UV Uc}$ (Công thức (45))

Trong công thức này, như được minh họa trong công thức (17), số năm thời hạn sử dụng Y_h thu được bằng cách nhân số năm thời hạn sử dụng Y_v với hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c . Trong công thức này, số năm thời hạn sử dụng Y_v là số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường ảo ở độ ẩm khoảng 90%.

Giá trị của hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c có thể thu được dựa trên thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng cách thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm và thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng cách thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm sau khi tính lượng định trước của bức xạ tia UV. Cụ thể là, dựa trên các kiểm tra nêu trên, hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c có thể thu được như trong công thức (46) sau đây.

$$\text{Hệ số hiệu chỉnh tia UV } U_c = \tau_{UD}/\tau_D \quad (\text{Công thức (46)})$$

Trong công thức này, τ_D là thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng cách thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm (sau đây còn được gọi là “kiểm tra DH” (damp heat: DH)) trên mô đun PV. Ngoài ra, τ_{UD} là thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng kiểm tra tuần tự (sau đây còn được gọi là “kiểm tra tuần tự UV DH”) trong đó kiểm tra nhiệt ẩm (DH) được thực hiện tuần tự sau khi tính lượng định trước của bức xạ tia UV đối với mô đun PV.

Lượng bức xạ tia UV được tính đối với mô đun PV khi τ_{UD} được minh họa trên công thức (46) thu được thay đổi tùy theo loại và/hoặc lượng bổ sung của các chất phụ gia được thêm vào lớp EVA. Trong trường hợp này, giá trị gần đúng của lượng tia UV được tính có thể là lượng ánh sáng tại đó lượng tạo ra axit (tức là, axit axetic) do phụ gia liên quan đến lượng chiếu xạ tích lũy tia UV gần như bão hòa.

Trong trường hợp thực hiện kiểm tra tia UV trong đó axit axetic được tạo ra do chất hấp thụ tia cực tím sẽ được mô tả dưới đây. Trong trường hợp này, miễn là ánh sáng UV nằm trong dải bước sóng từ 300 đến 400 nm, giá trị gần đúng của lượng bức xạ tia UV có thể là lượng năng lượng chiếu xạ từ 250 đến 300 kWh/m². Lượng này tương ứng với lượng năng lượng tia UV ở hiện trường của Nhật Bản trong khoảng ba năm. Cần xác nhận rằng với sự chiếu xạ của lượng tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ ở mức độ này, sự suy giảm của chất hấp thụ tia cực tím gần như suy giảm hoàn toàn. Tức là, ngay cả khi sự chiếu xạ của lượng tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ nêu trên hoặc nhiều hơn, axit axetic không được tạo ra nữa do chất hấp thụ tia cực tím. Điều này có thể được khẳng định từ xu hướng bão hòa của nồng độ ion axit axetic ($[CH_3COO^-$

)] so với lượng năng lượng chiếu tia UV được thể hiện trên Fig.31.

Chủ đơn sáng chế đã thực hiện các kiểm tra bao gồm các kiểm tra DH và các kiểm tra tuân tự UV DH đối với một số loại của lớp EVA với các điều kiện khác nhau chẳng hạn như có hoặc không có chất hấp thụ tia cực tím UVA, để thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c. Các Fig.25(A) đến Fig.25(C) là các đồ thị minh họa các kết quả kiểm tra tuân tự UV DH đối với một số loại lớp EVA. Fig.25(A) minh họa các kết quả kiểm tra của sản phẩm sử dụng lớp EVA 1 (có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím) tức là lớp EVA thông thường làm mẫu. Fig.25(B) minh họa các kết quả kiểm tra trong đó sản phẩm sử dụng lớp EVA 2 (có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím) tức là lớp EVA được cải tiến làm mẫu. Fig.25(C) minh họa các kết quả kiểm tra của sản phẩm sử dụng lớp EVA 3 (không bổ sung chất hấp thụ tia cực tím) tức là lớp EVA được cải tiến là mẫu.

Trên mỗi Fig.25(A) đến Fig.25(C), trục hoành biểu thị thời gian của kiểm tra DH, và trục tung biểu thị sự giảm các đặc tính FF. Mỗi Fig.25(A) đến Fig.25(C) minh họa các kết quả của kiểm tra DH sau khi kiểm tra tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ 100 kWh/m² cùng với các kết quả của kiểm tra DH sau khi kiểm tra tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ 277 kWh/m². Ngoài ra, kiểm tra DH được thực hiện trong các điều kiện của nhiệt độ 95°C và độ ẩm tương đối 95%. Ngoài ra, UV100 được thể hiện trên Fig.25 có nghĩa là kiểm tra tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ tia UV 100 kWh/m², và UV277 có nghĩa là kiểm tra tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ tia UV 277 kWh/m². Trong phần mô tả này, cần xác nhận riêng biệt rằng thời gian thời hạn sử dụng thu được bằng cách thực hiện kiểm tra DH sau khi kiểm tra tia UV với lượng năng lượng chiếu xạ 100 kWh/m² gần giống thời gian thời hạn sử dụng thu được bằng cách chỉ thực hiện kiểm tra DH, đến mức có thể bỏ qua sự chênh lệch.

Như được thể hiện trên Fig.25(A) và Fig.25(B), có thể nhận thấy được sự rút ngắn đáng kể thời hạn sử dụng do tia UV đối với cả lớp EVA được cải tiến (EVA 2) và lớp EVA thông thường (EVA 1). Cụ thể là, trong lớp EVA thông thường (EVA 1), có thể xác nhận rằng thời hạn sử dụng được rút ngắn dựa trên sự suy giảm do tia UV là khoảng 50%. Ngược lại, trong lớp EVA được cải tiến (EVA 2), có thể xác nhận rằng thời hạn sử dụng được rút ngắn dựa trên sự suy giảm do tia UV là khoảng 30%. Trong phần mô tả này, lượng bổ sung của chất hấp thụ tia cực tím (ultraviolet absorbent: UVA) là bằng nhau trong lớp EVA thông thường (EVA 1) và lớp EVA được cải tiến (EVA 2).

Mặt khác, như được thể hiện trên Fig.25(C), trong lớp EVA được cải tiến (EVA 3) trong đó chất hấp thụ tia cực tím UVA không được bổ sung, có thể xác nhận rằng thời hạn sử dụng được rút ngắn dựa trên sự suy giảm do tia UV là khoảng 5%.

Từ các kết quả kiểm tra nêu trên, các hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c của ba loại lớp EVA khác nhau (EVA 1, EVA 2, và EVA 3) là như sau. Tức là, hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c của lớp EVA 1 là khoảng 0,5, hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c của lớp EVA 2 là khoảng 0,7, và hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c của lớp EVA 3 là khoảng 0,95. Như đã mô tả ở trên, lớp EVA 1 tương ứng với lớp EVA thông thường trong đó chất hấp thụ tia cực tím được bổ sung. Có thể thấy rằng trong lớp EVA 1, sự rút ngắn thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm là đáng kể. Trong thời hạn sử dụng hầu như chỉ dựa trên bức xạ nhiệt ẩm trong đó ảnh hưởng của tia UV là không đáng kể, thời hạn sử dụng sử dụng lớp EVA 1 là bằng khoảng một phần ba so với thời hạn sử dụng sử dụng lớp EVA 2 và EVA 3. Do đó, có thể cho rằng thời hạn sử dụng khi sử dụng lớp EVA 1 ở hiện trường thực tế với sự ảnh hưởng của tia UV có thể bị rút ngắn đáng kể so với thời hạn sử dụng khi sử dụng lớp EVA 2 và EVA 3.

Chất phụ gia được bổ sung vào lớp EVA có thể tạo ra axit (ví dụ, axit axetic) trong lớp EVA ngoài chất hấp thụ tia cực tím UVA. Ví dụ, như đã biết rằng chất tạo liên kết ngang hoặc tương tự tạo ra axit (ví dụ, axit axetic) trong lớp EVA dưới sự chiếu xạ tia UV, giống với chất hấp thụ tia cực tím UVA. Cũng trong trường hợp này, giống với trường hợp nêu trên, có thể xác định lượng chiếu xạ tia UV định trước bằng cách xác nhận xu hướng bão hòa của axit được tạo ra. Do đó, cũng trong trường hợp ngoài chất hấp thụ tia cực tím UVA, có thể thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c dựa trên thông tin thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng cách thực hiện kiểm tra bao gồm kiểm tra DH và kiểm tra tuần tự UV DH.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thu được số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV dựa trên chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B , chỉ số bức xạ hàng năm A , hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c , và hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c theo công thức (1) nêu trên. Tức là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thu được số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường theo công thức (1) nêu trên.

Dự tính thời hạn sử dụng mà không sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c

Khi tính số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV theo công thức nêu trên, phép tính này còn có thể được thực hiện mà không cần sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Việc tính toán số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV mà không cần sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c sẽ được mô tả dưới đây.

Như được thể hiện trong công thức (1) nêu trên, số năm thời hạn sử dụng Y có thể được tính là (chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B /chỉ số bức xạ hàng năm A) $\times$ hệ số hiệu chỉnh độ ẩm $H_c \times$ hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Trong công thức này, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B và chỉ số bức xạ hàng năm A là các chỉ số minh họa các lượng bức xạ nhiệt ẩm. Bằng cách thay thế chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B và chỉ số bức xạ hàng năm A bằng các chỉ số biểu thị lượng tia UV và bức xạ nhiệt ẩm, số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV có thể được tính mà không cần sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Trong trường hợp này, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B có thể được thay thế bằng “chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B_u ” biểu thị lượng tia UV và bức xạ nhiệt ẩm. Ngoài ra, chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được thay bằng “chỉ số bức xạ hàng năm A_u ” biểu thị lượng tia UV và bức xạ nhiệt ẩm.

Trong trường hợp này, khi năng lượng hoạt hóa được sử dụng để tính chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B_u và chỉ số bức xạ hàng năm A_u , thay vì năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm, năng lượng hoạt hóa E_{au} của sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm có thể được sử dụng. Ngoài ra, năng lượng hoạt hóa E_{au} của sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm có thể được tính như trong trường hợp sử dụng công thức (3) bằng cách thực hiện các kiểm tra tuân tự UV DH trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên. Các điều kiện nhiệt độ trong phần mô tả này là các điều kiện nhiệt độ của các kiểm tra DH trong các kiểm tra tuân tự UV DH.

Tiếp theo, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B_u có thể được tính bằng cách thay thế τ biểu thị thời gian thời hạn sử dụng trong kiểm tra nhiệt ẩm trong công thức (2) bằng τ_{UD} biểu thị thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng thu được bằng cách kiểm tra tuân tự UV DH. Ngoài ra, chỉ số bức xạ hàng năm A_u có thể được tính bằng cách sử dụng năng lượng hoạt hóa E_{au} của sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm như trong trường hợp sử dụng công thức (15) hoặc tương tự.

Theo cách nêu trên, số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV cũng thu được bằng cách trừ hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c khỏi công thức (1) nêu trên.

Như sẽ được mô tả sau đây, khi khoảng thời gian khoảng 3 năm đến 5 năm trôi qua kể từ khi mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường, trong quá trình tạo thành các axit gây ra sự suy giảm mô đun PV, sự tạo ra axit do tiếp xúc với tia UV gần như bão hòa. Do đó, nếu mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường trong khoảng thời gian đủ, chẳng hạn như khoảng 3 năm đến 5 năm, số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV có thể được tính với độ chính xác thực tế mà không cần sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Mặt khác, nếu khoảng thời gian trong đó mô đun PV đã được lắp ở hiện trường là khoảng thời gian ngắn so với khoảng 3 năm đến 5 năm, của quá trình tạo thành các axit gây ra sự suy giảm mô đun PV, sự tạo ra axit do tiếp xúc với tia UV chưa bão hòa. Trong trường hợp này, bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c , số năm thời hạn sử dụng Y của mô đun PV có thể được tính chính xác hơn.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dễ dàng với độ chính xác cao. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể định lượng dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm hợp lý, tức là, trên cơ sở khách quan. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế góp phần đánh giá giá trị chất lượng liên quan đến độ tin cậy lâu dài của mô đun PV.

Dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng đồ thị

Tiếp theo, sự dự tính của số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên của mô đun PV sẽ được mô tả.

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế còn có thể dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và/hoặc suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường một cách trực quan bằng cách sử dụng đồ thị. Trong một phương án, thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể được dự tính bằng cách sử dụng, ví dụ, đồ thị minh họa mối quan hệ giữa nhiệt độ và thời hạn sử dụng của mô đun PV. Để thực hiện sự dự tính này, khái niệm của nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} ở hiện trường sẽ được mô tả dưới đây.

Như đã mô tả ở trên, chỉ số bức xạ hàng năm A có thể được thể hiện như trong công thức (13). Trong công thức (13), khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày.

Trong phần mô tả này, nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} ở hiện trường

được xác định như trong công thức sau đây (47).

$$T_{mp_eff} = (-E_a/k) / \ln\{\sum \exp(-E_a/kT_{mp}) / 365\} \quad (\text{Công thức (47)})$$

Trong công thức này, từ công thức (11) nêu trên, nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{mp} của mô đun PV là nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày $T_{max} + \Delta T$. Ngoài ra, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày theo từng ngày.

Bằng cách sử dụng công thức (47), chỉ số bức xạ hàng năm A được thể hiện trên công thức (13) có thể được thể hiện theo công thức (48) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm } A = H_{eff} \cdot \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) = H_{eff} \cdot 365 \cdot \exp(-E_a/kT_{mp_eff})$$

(Công thức (48))

Ở hiện trường thực tế, nhiệt độ mô đun có thể khác nhau mỗi ngày trong một năm. Tuy nhiên, bằng cách đưa ra khái niệm về nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} , nhiệt độ có thể khác nhau mỗi ngày trong một năm có thể được biểu thị bởi một nhiệt độ mô đun duy nhất. Mặt khác, từ các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên, mối quan hệ giữa thời gian thời hạn sử dụng τ dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm (ở độ ẩm tương đối khoảng 90%) và nhiệt độ T_m có thể được biểu diễn như đồ thị. Trong trường hợp này, mối quan hệ giữa τ và T_m theo công thức thể hiện chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B được thể hiện trong công thức (2).

Fig.26 là đồ thị minh họa mối quan hệ giữa thời gian thời hạn sử dụng τ dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm (ở độ ẩm tương đối khoảng 90%) và nhiệt độ T_m . Đồ thị được thể hiện trên Fig.26 được thể hiện dựa trên các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên. Trên Fig.26, các dấu chấm thể hiện các kết quả kiểm tra thu được trong các điều kiện nhiệt độ tương ứng. Trong đồ thị trên Fig.26, trục hoành biểu thị nhiệt độ mô đun T_m , và trục tung biểu thị thời gian thời hạn sử dụng τ trong các kiểm tra nhiệt ẩm. Nhiệt độ mô đun T_m có thể được đưa ra ở nhiệt độ kiểm tra trong trường hợp các kiểm tra nhiệt ẩm. Nhiệt độ mô đun T_m có thể được đưa ra ở nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} trong trường hợp lắp đặt ở hiện trường. Cách thức tương tự thể hiện trên các Fig.27, Fig.32, Fig.33, và Fig.34 được mô tả sau đây. Thời hạn sử dụng τ trong các kiểm tra nhiệt ẩm có thể là thời gian cho đến khi các đặc tính FF hoặc P_m của mô đun PV giảm 10% so với giá trị ban đầu. Fig.26 minh họa các đường cong thể hiện các thời hạn sử dụng của các mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt

âm bằng cách minh họa mối quan hệ giữa T_m và τ . Trong phần mô tả sau đây, đường cong thể hiện thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm cũng sẽ được gọi là “đường cong thời hạn sử dụng”.

Fig.26 minh họa các đường cong thời hạn sử dụng đối với từng lớp EVA 1, EVA 2, và EVA 3. Như đã mô tả ở trên, lớp EVA 1 là mẫu sản phẩm được tạo thành sử dụng lớp EVA thông thường (có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím). Lớp EVA 2 là mẫu sản phẩm được tạo thành sử dụng lớp EVA được cải tiến (có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím). Lớp EVA 3 là mẫu sản phẩm được tạo thành sử dụng lớp EVA được cải tiến trong đó chất hấp thụ tia cực tím không được bổ sung so với lớp EVA 2 được cải tiến. Như được thể hiện trên Fig.26, trong từng mẫu, thời hạn sử dụng τ trở nên ngắn hơn khi nhiệt độ mô đun T_m trở nên cao hơn.

Quy trình thu nhận số năm thời hạn sử dụng Y bằng cách sử dụng nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} sẽ được mô tả dưới đây.

Trước tiên, trong đồ thị như đồ thị được thể hiện trên Fig.26, vẽ đường vuông góc ở nhiệt độ của T_{mp_eff} , và thu được điểm giao nhau với đường cong thể hiện mối quan hệ giữa T_m và τ . Thời gian trên trục tung của điểm giao nhau thể hiện thời hạn sử dụng τ_v [giờ] dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường (ảo) (ở độ ẩm khoảng 90%).

Tiếp theo, thời hạn sử dụng τ_v [giờ] được chuyển đổi thành số năm thời hạn sử dụng Y_v [năm] bằng cách sử dụng công thức (49) sau đây.

Số năm thời hạn sử dụng Y_v [năm] = thời hạn sử dụng τ_v [giờ]/ $H_{eff}/365$ (Công thức (49))

Cuối cùng, như được minh họa trên công thức (16) và công thức (1), bằng cách thực hiện sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV đối với số năm thời hạn sử dụng Y_v , số năm thời hạn sử dụng Y có thể thu được.

Fig.26 minh họa như là các ví dụ cụ thể của T_{mp_eff} , các giá trị gần đúng của T_{mp_eff} trong trường hợp lắp đặt trên mặt đất và trong trường hợp lắp đặt trên mái nhà ở từng khu vực ở Chiba và Okinawa và minh họa các đường vuông góc ở các nhiệt độ. Cách thức tương tự thể hiện trên các Fig.27, Fig.32, Fig.33, và Fig.34 được mô tả sau đây.

Trong quy trình nêu trên, phần mô tả được thực hiện dựa trên giả định rằng sự hiệu

chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện sau khi số năm thời hạn sử dụng Yv thu được, nhưng thứ tự này có thể bị đảo ngược. Tức là, thời hạn sử dụng tv có thể thu được bằng cách vẽ các đường vuông góc ở các nhiệt độ của Tmp_eff và thu được các điểm giao nhau với các đường cong thời hạn sử dụng, sau khi thực hiện sự hiệu chỉnh nhiệt độ và sự hiệu chỉnh tia UV trước trên các đường cong thời hạn sử dụng được thể hiện trên Fig.26.

Fig.27 minh họa trạng thái trong đó sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện trên các đường cong thời hạn sử dụng. Fig.27 minh họa trạng thái trước khi và sau khi sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện trên các đường cong thời hạn sử dụng đã minh họa trên Fig.26. Fig.27 minh họa các đường cong thời hạn sử dụng sử dụng các lớp EVA 1, EVA 2, và EVA 3 trước khi thực hiện sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV. Trên Fig.27, các đường cong thời hạn sử dụng sau khi thực hiện sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV trên các đường cong thời hạn sử dụng khi sử dụng các lớp EVA 1, EVA 2, và EVA 3 được minh họa là EVA 1', EVA 2', và EVA 3'. Nếu sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện trên đường cong thời hạn sử dụng khi sử dụng lớp EVA 1 như được thể hiện trên Fig.27, các sự hiệu chỉnh khác gần như triệt tiêu với nhau, và thời gian thời hạn sử dụng sau khi hiệu chỉnh gần giống với thời gian thời hạn sử dụng trước khi hiệu chỉnh. Ngoài ra, ngay cả khi sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện trên đường cong thời hạn sử dụng khi sử dụng lớp EVA 2, các sự hiệu chỉnh khác gần như triệt tiêu với nhau, và thời hạn sử dụng sau khi hiệu chỉnh gần giống với thời hạn sử dụng trước khi hiệu chỉnh. Mặt khác, đối với lớp EVA 3, sử dụng lớp EVA trong đó các chất hấp thụ ánh sáng tia cực tím không được bổ sung. Do đó, nếu sự hiệu chỉnh độ ẩm và sự hiệu chỉnh tia UV được thực hiện trên đường cong thời hạn sử dụng đối với lớp EVA 3, sự ảnh hưởng của sự hiệu chỉnh độ ẩm xảy ra, và do đó, thời hạn sử dụng sau khi hiệu chỉnh dài hơn đáng kể thời hạn sử dụng trước khi hiệu chỉnh.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dễ dàng và trực quan hơn qua đồ thị. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể định lượng dự tính của thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm hợp lý, tức là, trên cơ sở khách quan. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế góp phần đánh giá giá trị chất lượng liên quan đến độ tin cậy lâu dài của mô đun PV. Trong trường hợp này, đồ

thị là không cần thiết. Ví dụ, thời hạn sử dụng τ_v [giờ] dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm ở hiện trường (ảo) (ở độ ẩm khoảng 90%) có thể được tính bằng cách sử dụng chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B được thể hiện trong công thức (2) và nhiệt độ của T_{mp_eff} được thể hiện trong công thức (47), và số năm thời hạn sử dụng Y có thể thu được qua quy trình nêu trên.

Để dự tính T_{mp_eff} , mối tương quan giữa T_{mp_eff} , giá trị trung bình hàng năm của T_{max} , và ΔT có thể được chuẩn bị trước dưới dạng bảng, đồ thị, hoặc tương tự. Fig.28 là đồ thị minh họa ví dụ về mối tương quan giữa T_{mp_eff} , giá trị trung bình hàng năm của T_{max} , và ΔT . Trong đồ thị trên Fig.28, trục hoành biểu thị giá trị trung bình hàng năm của nhiệt độ tối đa hàng ngày T_{max} , và trục tung biểu thị nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} . Dựa trên đồ thị này, miễn là giá trị trung bình hàng năm của T_{max} và ΔT được tính, giá trị gần đúng của T_{mp_eff} có thể đọc được ngay lập tức. Giá trị xấp xỉ của ΔT có thể là 25°C trong trường hợp được mô đun PV được lắp đặt trên mặt đất và có thể là 35°C trong trường hợp mô đun được lắp đặt trên mái nhà. Bằng phép tính này, sự dự tính nêu trên của thời hạn sử dụng có thể được thực hiện dễ dàng hơn. Ngoài ra, giá trị trung bình hàng năm của T_{max} có thể là giá trị trung bình của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày ở hiện trường thu được trong một năm theo mỗi ngày, hoặc có thể là giá trị trung bình của trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày ở hiện trường thu được trong một năm.

Như đã mô tả ở trên, T_{mp_eff} có thể được xác định sao cho khác so với bước G1 trên Fig.5 đã mô tả ở trên hoặc công thức (47) sẽ được mô tả sau đây nếu giá trị xấp xỉ đóng vai trò như giá trị gần đúng được mong muốn cần thu được dễ dàng. Tức là, như được minh họa trên công thức (28), T_{mp_eff} và T_{max} trung bình hàng năm có thể được kết hợp trực tiếp với nhau mà không có $\exp(-E_a/kT_{mp})$. Trong trường hợp định nghĩa nêu trên, ví dụ, đối với ΔT trong công thức (28), giá trị trung bình của ΔT trong 365 ngày hoặc giá trị trung bình hàng năm của trung bình hàng tháng của ΔT có thể được sử dụng. Nếu trung bình hàng năm của ΔT được sử dụng như ΔT trong công thức (28), T_{mp_eff} có thể là được dự tính thấp. Do đó, không thể sử dụng trung bình hàng năm của ΔT như ΔT trong công thức (28). Nếu giá trị chính xác hơn là cần thiết đối với T_{mp_eff} , giá trị được tính bởi công thức (47) sẽ được mô tả sau đây với định nghĩa ban đầu có thể được sử dụng.

Dự tính thời hạn sử dụng khi sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng

Tiếp theo, dự tính được đơn giản hóa hơn của số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên của mô đun PV sẽ được mô tả.

Trong phép tính nêu trên, thông tin nhiệt độ không khí (thông tin nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày) trong 365 ngày trong một năm là cần thiết. Trong phần mô tả này, nếu phép tính giống nhau đáng kể có thể được thực hiện bằng cách sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng, số năm thời hạn sử dụng có thể được dự tính dễ dàng hơn. Thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng có thể truy cập rất dễ dàng. Do đó, nếu số năm thời hạn sử dụng có thể được dự tính bằng cách sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng, phép tính có thể được thực hiện dễ dàng.

Chủ đơn sáng chế đã nhận thấy rằng, khi dữ liệu giá trị trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày ($T_{max_mức\ trung\ bình\ hàng\ tháng}$) được sử dụng làm thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng, thống nhất với Heff được minh họa trong công thức (12) và tương tự là thuận lợi. Theo cách này, chỉ số bức xạ hàng năm A được minh họa trong công thức (13) có thể được tính như trong công thức (50) sau đây bằng cách sử dụng Heff như đã có.

Chỉ số bức xạ hàng năm $A \approx Heff \sum \{ \exp(-E_a/kT_{mp_tháng}) \times \text{số ngày trong tháng} \}$
(Công thức (50))

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là 12 tháng theo từng tháng. Số ngày trong tháng là số lượng ngày trong tháng tương ứng, và, ví dụ, các giá trị chẳng hạn như 31 ngày đối với tháng 1, 28 ngày đối với tháng 2, 31 ngày đối với tháng 3, và 30 ngày đối với tháng 4 có thể được đưa ra. Ngoài ra, trong công thức (50), $kT_{mp_tháng}$ có thể được xác định như trong công thức (51) sau đây.

$$T_{mp_tháng} = T_{max_trung\ bình\ hàng\ tháng} + \Delta T \quad (\text{Công thức (51)})$$

Dữ liệu nhiệt độ không khí tối đa hàng tháng cũng có thể dễ dàng truy cập như thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng. Tuy nhiên, chủ đơn sáng chế đã xác nhận rằng rất khó để đơn giản hóa hơn nữa sự dự tính số năm thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng dữ liệu nhiệt độ không khí tối đa hàng tháng. Bằng cách sử dụng dữ liệu nhiệt độ không khí tối đa hàng tháng, sự thống nhất với Heff nêu trên không thỏa mãn hệ thức, điều này sẽ không cho phép tính theo Heff như đã có.

Ngoài ra, chủ đơn sáng chế đã xác minh tính chính xác của việc dự tính thời hạn sử dụng khi sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng. Tức là, chủ đơn sáng chế đã tính chỉ số bức xạ hàng năm A bằng cách sử dụng dữ liệu hàng ngày. Ngoài ra, chủ đơn sáng chế đã tính chỉ số bức xạ hàng năm A bằng cách sử dụng dữ liệu hàng tháng. Kết quả là, chủ đơn sáng chế đã xác nhận rằng sai số giữa cả hai chỉ số là khoảng 5%.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính chỉ số bức xạ hàng năm A với độ chính xác đủ bằng cách chỉ sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dễ dàng hơn với độ chính xác thực tế bằng cách sử dụng chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B nêu trên, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c , và hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể định lượng dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm hợp lý, tức là, trên cơ sở khách quan. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế góp phần đánh giá giá trị chất lượng liên quan đến độ tin cậy lâu dài của mô đun PV.

Sự hiệu chỉnh sử dụng tỷ lệ ngày phát điện hiệu quả hàng năm

Khi cần thiết, số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên có thể được hiệu chỉnh như trong công thức (52) sau đây bằng cách sử dụng tỷ lệ ngày phát điện hiệu quả hàng năm.

Số năm thời hạn sử dụng Y sau khi sự hiệu chỉnh = số năm thời hạn sử dụng Y trước khi sự hiệu chỉnh/tỷ lệ ngày phát điện hiệu quả hàng năm (Công thức (52))

Trong công thức này, tỷ lệ ngày phát điện hiệu quả hàng năm là tỷ lệ của số ngày trong đó mô đun PV có thể phát điện hiệu quả trong 365 ngày trong một năm. Ví dụ, những ngày mưa trong đó mô đun PV hầu như không phát điện không bao gồm trong những ngày phát điện hiệu quả. Liên quan đến tỷ lệ này, đối với những ngày nhiều mây, dựa trên lượng phát điện trong những ngày nắng, lượng phát điện trong những ngày nhiều mây/lượng phát điện trong những ngày nắng được tính như số ngày hiệu quả trong một ngày nhiều mây (giá trị giữa 0 và 1). Sự hiệu chỉnh này được sử dụng cụ thể trong khu vực có mùa mưa, chẳng hạn như khu vực nhiệt đới.

Dự tính thời hạn sử dụng khi sử dụng kiểm tra sản phẩm được thu hồi

Tiếp theo, dự tính thời hạn sử dụng bằng cách thực hiện thêm kiểm tra gia tốc trên

sản phẩm được thu hồi của mô đun PV ở hiện trường sẽ được mô tả. Dự tính thời hạn sử dụng được mô tả sau đây có thể được thực hiện độc lập với dự tính thời hạn sử dụng nêu trên. Trong dự tính thời hạn sử dụng được mô tả sau đây, kiểm tra gia tốc còn được thực hiện trên sản phẩm được thu hồi của mô đun PV từ khu vực, và thời gian thời hạn sử dụng còn lại của mô đun PV thu được cho dự tính thời hạn sử dụng ở hiện trường.

Phương pháp dự tính thời hạn sử dụng từ các kết quả của việc thực hiện thêm kiểm tra gia tốc trên sản phẩm được thu hồi ở hiện trường là đã biết theo cách thông thường. Tuy nhiên, như đã mô tả ở trên, không có một nguyên nhân đơn lẻ làm cho mô đun PV suy giảm. Trong dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV, cần thiết để xem xét cả sự suy giảm do bức xạ UV và sự suy giảm do bức xạ nhiệt ẩm. Trong trường hợp này, dự tính thời hạn sử dụng không thể thực hiện bằng phương pháp thông thường đã biết. Do đó, khi xem xét cả sự suy giảm do bức xạ UV và sự suy giảm do bức xạ nhiệt ẩm, cần thiết để thực hiện dự tính thời hạn sử dụng bằng phương pháp tức là phương pháp được cải tiến hơn từ phương pháp thông thường đã biết.

Trong dự tính thời hạn sử dụng được mô tả sau đây, mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường được thu hồi và kiểm tra bổ sung được thực hiện.

Phương pháp dự tính thời hạn sử dụng mà không có ảnh hưởng của ánh sáng tia UV

Trước tiên, trường hợp dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV mà không có ảnh hưởng của ánh sáng tia UV sẽ được mô tả dựa trên Fig.29. Điều này mong muốn trường hợp dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV sử dụng lớp EVA không có chất hấp thụ tia cực tím UVA. Dự tính thời hạn sử dụng này có thể được thực hiện bằng cách sử dụng ý tưởng thông thường đã biết.

Trong dự tính thời hạn sử dụng sử dụng kiểm tra bổ sung của sản phẩm được thu hồi, trước tiên, kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có thể được coi như là có các thông số kỹ thuật về cơ bản giống như sản phẩm được thu hồi. Ví dụ, kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm (kiểm tra DH) ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95%, sản phẩm ban đầu đạt đến thời hạn sử dụng trong α [giờ]. Trong phần mô tả này, thời hạn sử dụng có thể là, như đã mô tả ở trên, thời gian cho đến khi các đặc tính phát điện của mô đun PV giảm nhanh. (1) được thể hiện trên Fig.29 biểu thị lượng bức xạ cho đến khi mô đun PV đạt đến thời hạn sử dụng là kết quả của việc thực hiện kiểm tra

DH trên sản phẩm ban đầu trong α [giờ] bằng chiều dài theo hướng ngang.

Tiếp theo, giả định rằng mô đun PV đã được lắp ở hiện trường nhất định trong X [năm] đã được thu hồi. Sau đó, kiểm tra nhiệt ẩm (về cơ bản giống với kiểm tra DH nêu trên) ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95% được thực hiện trên mô đun PV được thu hồi (sản phẩm được thu hồi). Kết quả là, giả định rằng sản phẩm được thu hồi đạt đến thời hạn sử dụng trong β [giờ]. (2) được thể hiện trên Fig.29 biểu thị lượng bức xạ cho đến khi mô đun PV đạt đến thời hạn sử dụng là kết quả của việc kiểm tra DH trên sản phẩm được thu hồi trong β [giờ] bằng chiều dài theo hướng ngang.

Từ các kết quả nêu trên, (3) (= (1) - (2)) được thể hiện trên Fig.29 biểu thị lượng bức xạ được lắp ở hiện trường trong X [năm] theo chiều dài theo hướng ngang. Tức là, cần xem xét khi lượng bức xạ của việc thực hiện kiểm tra DH trên sản phẩm ban đầu trong α [giờ] bằng tổng lượng bức xạ sản phẩm được thu hồi được lắp ở hiện trường trong X [năm] và lượng bức xạ sản phẩm được thu hồi đã trải qua kiểm tra DH trong β [giờ]. Do đó, có thể xem xét khi lượng bức xạ của mô đun PV nhất định được lắp ở hiện trường trong X [năm] bằng lượng bức xạ của mô đun PV đã trải qua kiểm tra DH trong $(\alpha - \beta)$ [giờ].

Trong trường hợp này, số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] được dự tính trong trường hợp khi sản phẩm ban đầu được lắp ở hiện trường có thể được thể hiện theo công thức (53) sau đây.

$$Y_p [\text{năm}] = (X [\text{năm}] / (\alpha - \beta)) \times \alpha \quad (\text{Công thức (53)})$$

Theo cách này, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thu được số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] trong trường hợp khi mô đun PV nhất định được lắp đặt ở hiện trường nhất định ngay từ đầu.

Phương pháp dự tính thời hạn sử dụng có ảnh hưởng của ánh sáng tia UV

Tiếp theo, trường hợp dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV xem xét sự ảnh hưởng của ánh sáng tia UV sẽ được mô tả dựa trên Fig.30. Điều này giả định trường hợp dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV sử dụng lớp EVA trong đó chất hấp thụ tia cực tím UVA được bổ sung, hoặc tương tự. Dự tính thời hạn sử dụng không thể được thực hiện bằng cách sử dụng ý tưởng đã biết thông thường và cần được thực hiện bằng cách sử dụng ý tưởng cải tiến hơn.

Cũng trong trường hợp này, trong dự tính thời hạn sử dụng sử dụng kiểm tra bổ sung của sản phẩm được thu hồi, trước tiên, kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có thể được coi như là có các thông số kỹ thuật về cơ bản giống như sản phẩm được thu hồi. Ví dụ, kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm (kiểm tra DH) ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95%, sản phẩm ban đầu đạt đến thời hạn sử dụng trong α [giờ]. Trong phần mô tả này, thời hạn sử dụng có thể là, như đã mô tả ở trên, thời gian cho đến khi các đặc tính phát điện của mô đun PV giảm nhanh. (1) được thể hiện trên Fig.30 biểu thị lượng bức xạ cho đến khi mô đun PV đạt đến thời hạn sử dụng là kết quả của việc kiểm tra DH trên sản phẩm ban đầu trong α [giờ] bằng chiều dài theo hướng ngang.

Tiếp theo, giả định rằng mô đun PV đã được lắp ở hiện trường nhất định trong X [năm] đã được thu hồi. Sau đó, kiểm tra nhiệt ẩm (về cơ bản giống với kiểm tra DH nêu trên) ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95% được thực hiện trên mô đun PV được thu hồi (sản phẩm được thu hồi). Kết quả là, giả định rằng sản phẩm được thu hồi đạt đến thời hạn sử dụng trong β [giờ]. (2) được thể hiện trên Fig.30 biểu thị lượng bức xạ cho đến khi mô đun PV đạt đến thời hạn sử dụng là kết quả của việc kiểm tra DH trên sản phẩm được thu hồi trong β [giờ] bằng chiều dài theo hướng ngang.

Từ các kết quả nêu trên, (3) (= (1) - (2)) được thể hiện trên Fig.30 biểu thị lượng bức xạ được lắp ở hiện trường trong X [năm] bằng chiều dài theo hướng ngang. Tức là, cần xem xét khi lượng bức xạ thực hiện kiểm tra DH trên sản phẩm ban đầu trong α [giờ] bằng tổng lượng bức xạ của sản phẩm được thu hồi được lắp ở hiện trường trong X [năm] và lượng bức xạ của sản phẩm được thu hồi liên quan đến kiểm tra DH trong β [giờ]. Do đó, có thể xem xét khi lượng bức xạ của mô đun PV nhất định được lắp ở hiện trường trong X [năm] bằng lượng bức xạ của mô đun PV liên quan đến kiểm tra DH trong $(\alpha - \beta)$ [giờ].

Tiếp theo, kiểm tra chiếu xạ tia UV (kiểm tra UV) được thực hiện trên mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có thể được coi như là có các thông số kỹ thuật về cơ bản giống như sản phẩm được thu hồi, và ngoài ra, kiểm tra nhiệt ẩm (kiểm tra DH) ở nhiệt độ 95°C và độ ẩm 95% được thực hiện trên đó. Kiểm tra tuần tự (kiểm tra tuần tự UV DH) cũng được gọi là kiểm tra tuần tự kết hợp. Trong phần mô tả này, lượng năng lượng chiếu xạ tia UV có thể là lượng tương ứng với năng lượng trong đó mong muốn rằng

lượng tạo ra của axit axetic được tạo ra bằng cách tiếp xúc với tia UV ở hiện trường gần như bão hòa. Trong phần mô tả này, khoảng thời gian cho đến khi axit axetic được tạo ra bằng cách tiếp xúc với tia UV ở hiện trường gần như bão hòa được thể hiện bằng Z [năm] như số năm bức xạ tia UV hiệu quả.

Lượng năng lượng chiếu xạ tia UV trong kiểm tra tia UV có thể là, ví dụ, từ 250 đến 300 kWh/m². Đây là lượng năng lượng tương ứng với năng lượng chiếu xạ tia UV ở hiện trường của Nhật Bản trong khoảng ba năm. Trong trường hợp này, giả định rằng thực tế là sự tạo ra axit axetic do tia UV bị bão hòa bởi năng lượng chiếu tia UV ở hiện trường trong khoảng ba năm là đã biết bằng, ví dụ, các kiểm tra khác hoặc tương tự. Kiểm tra khác có thể là, ví dụ, kiểm tra phân tích nồng độ axit axetic trong lớp EVA so với lượng năng lượng chiếu xạ tia UV, như được thể hiện trên Fig.31.

Fig.31 là đồ thị minh họa ví dụ về các kết quả của các kiểm tra phân tích nồng độ axit axetic (về mặt kỹ thuật, nồng độ ion axit axetic [CH₃COO⁻]) trong lớp EVA so với lượng năng lượng chiếu tia UV. Fig.31 minh họa sự phân tích các kết quả của mô đun sử dụng lớp EVA 2 (lớp EVA được cải tiến có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím), mô đun sử dụng lớp EVA 3 (lớp EVA được cải tiến có bổ sung chất hấp thụ tia cực tím), và sản phẩm được thu hồi ở hiện trường (mô đun được thu hồi từ khu vực) sử dụng lớp EVA về cơ bản có cùng thông số kỹ thuật như lớp EVA 2.

Kết quả của kiểm tra UV DH nêu trên, bằng kiểm tra DH (được thực hiện tuần tự với kiểm tra tia UV), giả định rằng sản phẩm ban đầu đạt đến thời hạn sử dụng trong γ [giờ]. (4) được thể hiện trên Fig.30 biểu thị lượng bức xạ cho đến khi mô đun PV đạt đến thời hạn sử dụng là kết quả của việc thực hiện kiểm tra DH trong γ [giờ], sau khi thực hiện kiểm tra tia UV trên sản phẩm ban đầu bằng chiều dài theo hướng ngang.

Từ các kết quả nêu trên, (5) (= (1) - (4)) được thể hiện trên Fig.30 biểu thị lượng bức xạ sản phẩm ban đầu liên quan đến kiểm tra tia UV ở hiện trường trong Z [năm]. Tức là, có thể xem xét khi lượng bức xạ (5) của sản phẩm ban đầu liên quan đến kiểm tra tia UV ở hiện trường trong Z [năm] bằng lượng bức xạ của mô đun PV liên quan đến kiểm tra DH trong (α - γ) [giờ]. Nói cách khác, (α - γ) [giờ] biểu thị lượng bức xạ tia UV được chuyển đổi thành thời gian kiểm tra DH bao gồm lượng bức xạ tức là bằng nhau.

Trong phần mô tả này, giả định rằng, như đã biết, sự tạo ra axit axetic do tia UV

được bảo hòa nếu sản phẩm ban đầu tiếp xúc với tia UV ở hiện trường trong Z [năm]. Do đó, cần lưu ý rằng, đối với sản phẩm được thu hồi, mô đun PV thỏa mãn $X > Z$ khi số năm trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường là X [năm] cần được sử dụng.

Chắc chắn rằng, lượng bức xạ (3) được thể hiện trên Fig.30, tức là, lượng bức xạ sản phẩm được thu hồi được lắp ở hiện trường trong X [năm] được mong muốn bao gồm lượng bức xạ tia UV và lượng bức xạ nhiệt ẩm. Tức là, (3) được thể hiện trên Fig.30 có thể được xem xét để tương ứng với tổng lượng bức xạ tia UV (6) được thể hiện trên Fig.30 và lượng bức xạ nhiệt ẩm (7) được thể hiện trên Fig.30. Như đã mô tả ở trên, lượng bức xạ tia UV (6) ở hiện trường có thể được thể hiện là $(\alpha - \gamma)$ [giờ] nếu được chuyển đổi thành thời gian kiểm tra DH bao gồm lượng bức xạ tức là bằng với nhau. Mặt khác, lượng bức xạ nhiệt ẩm (7) ở hiện trường có thể được thể hiện là $(\gamma - \beta)$ [giờ] nếu được chuyển đổi thành thời gian kiểm tra DH.

Từ các kết quả nêu trên, có thể xem xét khi lượng bức xạ nhiệt ẩm của mô đun PV nhất định được lắp ở hiện trường trong X [năm] bằng lượng bức xạ của mô đun PV liên quan đến kiểm tra DH trong $(\gamma - \beta)$ [giờ].

Trong trường hợp này, số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] dựa trên sự suy giảm do tia UV và bức xạ nhiệt ẩm trong trường hợp khi sản phẩm ban đầu được lắp ở hiện trường có thể được dự tính như trong công thức (54) sau đây.

$$Y_p [\text{năm}] = (X [\text{Năm}] / (\gamma - \beta)) \times \gamma \quad (\text{Công thức (54)})$$

Theo cách này, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thu được, xem xét sự ảnh hưởng của ánh sáng tia UV, số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] trong trường hợp khi mô đun PV nhất định được lắp ở hiện trường nhất định ngay từ đầu.

Ngoài ra, bởi vì hệ số hiệu chỉnh tia UV $U_c = \gamma/\alpha$, số năm thời hạn sử dụng Y_p còn có thể được thể hiện theo công thức (55) sau đây bằng cách sử dụng U_c .

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng } Y_p [\text{năm}] = X [\text{năm}] / (1 - \beta / (U_c \times \alpha)) \quad (\text{Công thức (55)})$$

Dự tính thời hạn sử dụng xem xét số năm lượng bức xạ tia UV hiệu quả Z

Trong sự dự tính nêu trên, từ mối quan hệ giữa lượng năng lượng chiếu xạ UV và lượng tạo ra axit axetic do tia UV, thu được từ kiểm tra chiếu xạ sản phẩm ban đầu bằng tia UV, giả định rằng lượng tạo ra axit axetic do tia UV hầu như bảo hòa bởi sự chiếu

tia UV ở hiện trường trong Z năm. Ngoài ra, trong dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng kiểm tra tuần tự UV DH nêu trên, hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c được tính bằng cách thực hiện kiểm tra bằng cách bổ sung lượng năng lượng chiếu tia UV định trước mỗi lần trước khi bổ sung bức xạ nhiệt ẩm. Tức là, trong kiểm tra tuần tự UV DH, trạng thái trong đó axit axetic được tạo ra đủ bởi năng lượng ánh sáng tia UV định trước tương ứng với năng lượng ở hiện trường trong Z năm được tạo ra trước, và sau đó, bằng cách bổ sung bức xạ nhiệt ẩm, nồng độ axit axetic tăng theo cấp số nhân. Trường hợp này khác với trường hợp thực tế xảy ra ở hiện trường. Tức là, ở hiện trường thực tế, năng lượng ánh sáng tia UV tương ứng với năng lượng trong Z năm không được tính cùng một lúc, và tùy thuộc vào điều kiện thời tiết, năng lượng ánh sáng tia UV nhỏ hơn hoặc bằng lượng định trước được tính hàng ngày trong Z năm.

Chắc chắn rằng, lý do tại sao nồng độ axit axetic trong lớp EVA tăng theo cấp số nhân là do các ion hydro được giải phóng là kết quả của sự ion hóa một phần axit axetic đóng vai trò như chất xúc tác thúc đẩy phản ứng thủy phân của lớp EVA (phản ứng tạo ra axit axetic). Nói cách khác, nguyên nhân nồng độ axit axetic tăng theo cấp số nhân là do axit axetic đã tồn tại có các hoạt tính làm tăng tốc độ của axit axetic được tạo ra tiếp theo (hiện tượng này được gọi là phản ứng thủy phân xúc tác axit đã biết). Tức là, nồng độ axit axetic đã tồn tại tại thời điểm quyết định tốc độ tăng của axit axetic tại thời điểm đó.

Xem xét vấn đề nêu trên, trong kiểm tra tuần tự UV DH, bởi vì sự chiếu xạ ban đầu với lượng năng lượng ánh sáng tia UV định trước tương ứng với lượng năng lượng trong Z năm, lượng lớn axit axetic do ánh sáng tia UV tương ứng với lượng năng lượng ánh sáng tia UV trong Z năm đã được tạo ra trong lớp EVA. Tốc độ tăng của axit axetic bằng phản ứng thủy phân của lớp EVA dưới bức xạ nhiệt ẩm, như đã mô tả ở trên, phụ thuộc vào nồng độ axit axetic đã tồn tại. Do đó, tốc độ tăng của nồng độ axit axetic trong lớp EVA trong kiểm tra DH sau khi tiếp xúc với năng lượng ánh sáng tia UV trong Z năm nhanh hơn nhiều so với tốc độ tăng trong kiểm tra DH riêng lẻ mà không cần chiếu xạ ánh sáng tia UV.

Mặt khác, những gì xảy ra ở hiện trường thực tế là, mặc dù thay đổi nhiều hay ít tùy thuộc vào điều kiện thời tiết, trường hợp trong đó bức xạ tia UV và bức xạ nhiệt ẩm được tác dụng lên mô đun PV mỗi ngày và gần như cùng một lúc.

Trong phần mô tả này, đối với kiểm tra tuần tự UV DH, kiểm tra chu kỳ kế tiếp UV DH được giả định trong đó kiểm tra tia UV, kiểm tra DH, kiểm tra tia UV, và kiểm tra DH được lặp lại tuần tự với thời gian kiểm tra ngắn hơn trong mỗi kiểm tra tia UV và kiểm tra DH, được thực hiện tuần tự dưới dạng kiểm tra chu kỳ. Tuy nhiên, giả định rằng tổng thời gian kiểm tra tia UV và tổng thời gian kiểm tra DH sẽ được duy trì không thay đổi ngay cả khi số chu kỳ thay đổi.

Trong phần mô tả này, sự tạo ra axit axetic bằng phản ứng thủy phân của lớp EVA dưới bức xạ nhiệt ẩm là do phản ứng thủy phân xúc tác axit. Ngoài ra, tốc độ tăng của axit axetic tăng tỷ lệ với nồng độ axit axetic đã tồn tại lúc đó. Xem xét vấn đề nêu trên, có thể hiểu rằng tốc độ tăng của nồng độ axit axetic trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH trở nên chậm hơn tốc độ tăng của nồng độ axit axetic trong kiểm tra tuần tự UV DH. Trong kiểm tra tuần tự UV DH, lượng lớn năng lượng ánh sáng tia UV tương ứng với lượng năng lượng trong Z năm được bổ sung vào ban đầu, axit axetic do lượng lớn ánh sáng tia UV được tạo ra, và dưới bức xạ nhiệt ẩm khi lượng lớn axit axetic tồn tại, thực hiện phản ứng thủy phân xúc tác axit. Ngược lại, trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH, lượng tạo ra axit axetic do ánh sáng tia UV nhỏ hơn trong giai đoạn mà số chu kỳ nhỏ hơn (giai đoạn đầu của kiểm tra chu kỳ), và phản ứng thủy phân xúc tác axit khó để thực hiện ngay cả khi bức xạ nhiệt ẩm được bổ sung.

Tóm lại, hiệu suất của phản ứng thủy phân xúc tác axit trong kiểm tra DH tương đối cao trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH, và hiệu suất của phản ứng thủy phân xúc tác axit trong kiểm tra DH tương đối thấp trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH. Những gì xảy ra ở hiện trường thực tế có thể được coi là giới hạn của việc giảm khoảng thời gian chu kỳ của kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH đến số vô cùng nhỏ. Trong trường hợp này, chắc chắn rằng hiệu suất của phản ứng thủy phân xúc tác axit trong kiểm tra DH trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH mong muốn khu vực thực tế thấp hơn hiệu suất của phản ứng thủy phân xúc tác axit trong kiểm tra DH trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH. Tức là, thời gian cho đến khi đạt nồng độ axit axetic giống nhau dài hơn trong kiểm tra chu kỳ tuần tự UV DH mong muốn khu vực thực tế so với trong kiểm tra tuần tự UV DH.

Từ phần mô tả nêu trên, có thể hiểu rằng phương pháp tính thời hạn sử dụng của sản phẩm được thu hồi ở hiện trường dựa trên các kết quả của kiểm tra tuần tự UV DH có xu hướng dự tính thời hạn sử dụng ngắn hơn thời hạn sử dụng thực tế. Sai số dự tính

có thể được coi là nhiều nhất khoảng Z năm. Do đó, như trong công thức (56) sau đây, số năm thời hạn sử dụng Y_p' chính xác hơn do sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường có thể thu được. Trong phần mô tả này, Z được gọi là số năm bức xạ tia UV hiệu quả.

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng } Y_p' [\text{năm}] = Y_p + Z \quad (\text{Công thức (56)})$$

Các ví dụ thực tế của Y_p và Y_p'

Các ví dụ của các kiểm tra thu được bằng cách thu nhận các mô đun PV thực tế được lắp ở hiện trường và còn thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm trên đó sẽ được minh họa dưới đây. Trong phần mô tả này, các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường Okinawa đã được thu hồi, và thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm. Ngoài ra, các mô đun PV đã được thu hồi và còn trải qua kiểm tra nhiệt ẩm bao gồm mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường và mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến.

Bằng cách thu nhận các mô đun PV và ngoài ra thực hiện kiểm tra nhiệt ẩm như đã mô tả ở trên, thu được các kết quả sau đây. Tức là, thời hạn sử dụng Y_p của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường được dự tính khoảng từ 10 đến 15 năm (khoảng từ 13 đến 18 năm nếu được hiệu chỉnh bằng cách sử dụng số năm hiệu quả Z). Mặt khác, thời hạn sử dụng Y_p của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến được dự tính khoảng từ 40 đến 50 năm (khoảng từ 43 đến 53 năm nếu được hiệu chỉnh bằng cách sử dụng Z). Trong phần mô tả này, nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} ở hiện trường của các mô đun PV được thu hồi được dự tính khoảng từ 57 đến 60°C ($\Delta T \approx 30$ đến 33°C) dựa trên thông tin nhiệt độ không khí hàng năm ở hiện trường Okinawa, thông tin của phương thức lắp đặt của các mô đun PV, và tương tự.

Fig.32, Fig.33, và Fig.34 là các đồ thị minh họa các ví dụ của các kết quả thu được bằng cách vẽ bổ sung thông tin thu được theo cách nêu trên (T_{mp_eff} và số năm thời hạn sử dụng Y_p hoặc Y_p') đối với các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường trên đồ thị minh họa mối quan hệ giữa thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do nhiệt ẩm và nhiệt độ (đường cong thời hạn sử dụng). Trong các đồ thị trên Fig.32, Fig.33, và Fig.34, trục hoành biểu thị nhiệt độ mô đun T_m , và trục tung biểu thị thời hạn sử dụng τ trong kiểm tra nhiệt ẩm. Trong phần mô tả này, nhiệt độ mô đun T_m có thể được đưa ra bằng nhiệt độ kiểm tra trong trường hợp kiểm tra nhiệt ẩm và có thể được đưa ra bằng nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} trong trường hợp lắp ở hiện trường. Khi số năm thời

hạn sử dụng Y_p [năm] hoặc Y_p' [năm] được chuyển đổi thành thời hạn sử dụng τ [giờ], như trong trường hợp được minh họa trên công thức (49), sự chuyển đổi được thực hiện bằng cách sử dụng Heff như tác nhân (sau đây gọi là “thời hạn sử dụng” sẽ được gọi đơn giản là “thời hạn sử dụng”.) Trong phần mô tả này, dấu chấm đối với “Okinawa 1” là thời hạn sử dụng của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường (lớp EVA tương ứng với lớp EVA 1), và dấu chấm đối với “Okinawa 2” là thời hạn sử dụng của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến (lớp EVA tương ứng với lớp EVA 2).

Trên Fig.32, các đường cong thời hạn sử dụng của lớp EVA 1 và EVA 2 trước khi hiệu chỉnh độ ẩm và hiệu chỉnh tia UV được minh họa và các đường cong thời hạn sử dụng của lớp EVA 1'' và EVA 2'' chỉ sau khi hiệu chỉnh tia UV được minh họa. Fig.33 minh họa các đường cong thời hạn sử dụng của lớp EVA 1' và EVA 2' sau khi hiệu chỉnh độ ẩm và hiệu chỉnh tia UV bằng cách sử dụng giá trị gần đúng của giới hạn trên của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm (hệ số hiệu chỉnh độ ẩm của lớp EVA 1' là 2,2, và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm của lớp EVA 2' là 1,6). Ngoài ra, Fig.33 minh họa các đường cong thời hạn sử dụng của lớp EVA 1' (phút) và EVA 2' (phút) sau khi hiệu chỉnh độ ẩm và hiệu chỉnh tia UV bằng cách sử dụng giá trị gần đúng của giới hạn dưới của hệ số hiệu chỉnh độ ẩm (hệ số hiệu chỉnh độ ẩm của lớp EVA 1' (phút) là 1,2, và hệ số hiệu chỉnh độ ẩm của lớp EVA 2' (phút) là 1,1). Fig.34 minh họa các kết quả thu được bằng cách thay thế các dấu chấm đối với Okinawa 1 và Okinawa 2 trong đồ thị được thể hiện trên Fig.33 bằng Okinawa 1 + Z và Okinawa 2 + Z. Trong phần mô tả này, Okinawa 1 + Z được thể hiện bằng cách chuyển đổi số năm thời hạn sử dụng Y_p' [năm], thu được bằng cách bổ sung ba năm như số năm bức xạ tia UV hiệu quả Z vào số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] của mô đun PV sử dụng lớp EVA thông thường, thành thời hạn sử dụng τ [giờ]. Ngoài ra, Okinawa 2 + Z được thể hiện bằng cách chuyển đổi số năm thời hạn sử dụng Y_p' [năm], thu được bằng cách bổ sung ba năm như số năm bức xạ tia UV hiệu quả Z vào số năm thời hạn sử dụng Y_p [năm] của mô đun PV sử dụng lớp EVA được cải tiến, thành thời hạn sử dụng τ [giờ].

Ví dụ về phép tính nêu trên, tức là, phép tính của số năm thời hạn sử dụng của mô đun PV, được thực hiện bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế sẽ được mô tả sau đây.

Như đã mô tả ở trên, trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế,

bộ phận điều khiển 10 có thể thực hiện nhiều phép tính khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin khác nhau thu được từ bộ phận đầu vào 20 và/hoặc bộ phận truyền thông 40. Ngoài ra, trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, bộ phận điều khiển 10 có thể xuất ra các kết quả của các phép tính khác nhau từ bộ phận đầu ra 30 và/hoặc bộ phận truyền thông 40. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin của các kết quả khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin cần thiết khác nhau.

Cụ thể hơn là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất, thông tin thứ hai, và thông tin thứ ba. Trong phần mô tả này, thông tin thứ nhất có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun PV có khả năng phát điện năng định trước, chẳng hạn như chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B nêu trên (bước S7 trên Fig.4). Thông tin thứ hai có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu cho mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt, chẳng hạn như chỉ số bức xạ hàng năm A nêu trên (bước S6 trên Fig.4). Thông tin thứ ba có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ ánh sáng tia cực tím mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường, chẳng hạn như hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c nêu trên (bước S11 trên Fig.4). Ngoài ra, thông tin kết quả có thể là thông tin về khoảng thời gian trong đó mô đun PV được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường, chẳng hạn như số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên (bước S12 trên Fig.4).

Ngoài ra, thông tin thứ nhất có thể được tạo ra dựa trên năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm thu được các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên các mô đun PV trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên (bước S5 trên Fig.4). Ngoài ra, thông tin thứ hai có thể được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun PV ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt, chẳng hạn như thông tin biểu thị T_{mp} (bước S3 trên Fig.4).

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả bằng cách xem xét, sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường, chẳng hạn như sự hiệu chỉnh sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c nêu trên (bước S9 trên Fig.4).

Cụ thể hơn là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai. Trong phần mô tả này, thông tin thứ nhất có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun PV có khả năng phát điện năng định trước, chẳng hạn như chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng B nêu trên (bước S7 trên Fig.4). Thông tin thứ hai có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu cho mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt, chẳng hạn như chỉ số bức xạ hàng năm A nêu trên (bước S6 trên Fig.4). Cụ thể là, ví dụ, thông tin thứ hai có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường trong một năm. Ngoài ra, thông tin kết quả có thể là thông tin về khoảng thời gian trong đó mô đun PV được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường, chẳng hạn như số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên (bước S12 trên Fig.4). Ngoài ra, thông tin thứ hai có thể được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun PV ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt, chẳng hạn như thông tin biểu thị Tmp (bước S3 trên Fig.4).

Ngoài ra, thông tin thứ nhất và/hoặc thông tin thứ hai có thể, ví dụ, được tạo ra dựa trên năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm thu được từ các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên mô đun PV trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên (bước S5 trên Fig.4).

Thông tin thứ hai có thể được tạo ra dựa trên giá trị thu được bằng cách chia tổng cộng theo đơn vị thời gian định trước lượng tỷ lệ với bức xạ nhiệt ẩm hàng ngày trong mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường, cho lượng tỷ lệ với bức xạ nhiệt ẩm trên mỗi đơn vị thời gian ở nhiệt độ tối đa của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường.

Ngoài ra, trong thông tin thứ hai, thời gian hàng ngày trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường nhận bức xạ nhiệt ẩm có thể là thời gian thay đổi theo từng ngày, chẳng hạn như heff trong công thức (10) nêu trên. Mặt khác, trong thông tin thứ hai, thời gian hàng ngày trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường nhận bức xạ nhiệt ẩm có thể là giá trị không đổi trong một năm, chẳng hạn như Heff trong công thức (12) nêu trên hoặc bước S4 trên Fig.4.

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết

qua bằng cách xem xét, sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ độ ẩm mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường, chẳng hạn như sự hiệu chỉnh sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c nêu trên (bước S9 trên Fig.4). Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả bằng cách xem xét, sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ tia cực tím mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường, chẳng hạn như sự hiệu chỉnh sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c (bước S11 trên Fig.4). Có thể xem xét đến một hoặc cả hai sự hiệu chỉnh nêu trên.

Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra, như đã mô tả ở trên, thông tin của các kết quả khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin cần thiết khác nhau. Cụ thể hơn là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả dựa trên đầu vào của thông tin thứ ba và thông tin thứ tư.

Trong phần mô tả này, thông tin thứ ba có thể là thông tin biểu thị giá trị quy ước của nhiệt độ của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường trong một năm, chẳng hạn như nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} nêu trên (bước G1 trên Fig.5).

Ngoài ra, thông tin thứ tư là thông tin biểu thị mối tương quan thu được từ các kết quả của hai kiểm tra trở lên được thực hiện trong các điều kiện môi trường khác nhau, và có thể là mối tương quan giữa ít nhất một nhiệt độ và độ ẩm của mô đun PV và khoảng thời gian trong đó mô đun PV có khả năng phát điện năng định trước. Trong phần mô tả này, thông tin thứ tư có thể là, ví dụ, được tạo ra theo cách đã được mô tả ở bước G2 trên Fig.5. Tức là, như đã được mô ở bước G2 trên Fig.5, mối tương quan có thể thu được bằng cách thiết lập, ví dụ, nhiệt độ của mô đun PV như nhiệt độ mô đun T_m và khoảng thời gian trong đó mô đun PV có khả năng phát điện năng định trước như thời gian thời hạn sử dụng τ . Mối tương quan này có thể, như đã mô tả ở trên, thu được từ các kết quả của hai hoặc nhiều kiểm tra được thực hiện trong các điều kiện môi trường khác nhau.

Ngoài ra, thông tin kết quả có thể là thông tin về khoảng thời gian trong đó mô đun PV được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước ở hiện trường, chẳng hạn như số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên (bước G5 trên Fig.5).

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả bằng cách xem xét, sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ độ ẩm mà mô đun PV phải chịu

ở hiện trường, chẳng hạn như sự hiệu chỉnh sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c nêu trên (bước S9 trên Fig.5). Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả bằng cách xem xét, sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ tia cực tím mà mô đun PV phải chịu ở hiện trường, chẳng hạn như sự hiệu chỉnh sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c nêu trên (bước S11 trên Fig.5). Có thể xem xét đến một hoặc cả hai sự hiệu chỉnh nêu trên.

Ngoài ra, thông tin thứ ba có thể được tạo ra dựa trên bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun PV phải chịu cho mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt, chẳng hạn như chỉ số bức xạ hàng năm A nêu trên (bước S6 trên Fig.4). Trong phần mô tả này, thông tin thứ ba có thể, ví dụ, được xác định dựa trên thông tin của mức trung bình hàng tháng của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày ở hiện trường thu được trong một năm.

Ngoài ra, thông tin thứ tư có thể là, ví dụ, thông tin biểu thị mối tương quan thu được từ các kết quả kiểm tra được thực hiện trong các điều kiện nhiệt độ trong sự chênh lệch nhiệt độ định trước. Ngoài ra, thông tin thứ tư còn có thể là, ví dụ, thông tin biểu thị mối tương quan thu được từ các kết quả kiểm tra được thực hiện trong các điều kiện độ ẩm trong sự chênh lệch độ ẩm định trước.

Dự tính thời hạn sử dụng chỉ sử dụng sản phẩm được thu hồi từ khu vực

Tiếp theo, phương pháp dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV bằng cách chỉ sử dụng sản phẩm được thu hồi của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường mà không sử dụng mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) sẽ được mô tả. Theo phương pháp này, bởi vì thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể được dự tính mà không cần sản phẩm ban đầu của mô đun PV, dự tính thời hạn sử dụng với tính linh hoạt cao hơn có thể được thực hiện.

Để dự tính thời hạn sử dụng bằng cách chỉ sử dụng các mô đun PV được thu hồi từ khu vực (các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường), trước tiên, ít nhất hai (hai hoặc nhiều hơn) mô đun PV được thu hồi từ cùng một khu vực được chuẩn bị.

Trong phần mô tả này, nhiều mô đun PV được thu hồi cần thỏa mãn các điều kiện sau, ví dụ.

(1) Các thông số kỹ thuật của nhiều mô đun PV (ví dụ, mã hoặc thông số kỹ thuật

của vật liệu) là giống nhau

(2) Thời gian trong đó nhiều mô đun PV được lắp đặt ở cùng một khu vực là giống nhau

(3) Khoảng thời gian trong đó nhiều mô đun PV được lắp đặt ở cùng một khu vực là giống nhau

(4) Cách thức (hoặc trạng thái) lắp đặt trong đó nhiều mô đun PV được lắp đặt ở cùng một khu vực là giống nhau

Trong các điều kiện nêu trên, “giống nhau” có thể bao gồm trường hợp có thể được coi như là gần giống nhau, ngay cả khi không giống nhau về ý nghĩa kỹ thuật. Tóm lại, nhiều mô đun PV được thu hồi cần phục hồi để các mô đun PV có cùng thông số kỹ thuật (hoặc thông số kỹ thuật có thể được coi như là giống nhau) được sử dụng trong các điều kiện môi trường giống nhau (hoặc các điều kiện môi trường có thể được coi như là giống nhau).

Trong phần mô tả này, khoảng thời gian trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường mong muốn là nhiều hơn hoặc bằng ba năm, tốt hơn là nhiều hơn hoặc bằng năm năm. Nếu khoảng thời gian trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường là nhiều hơn hoặc bằng ba năm, tốt hơn là nhiều hơn hoặc bằng năm năm, sự tạo ra axit axetic do tia UV có thể được coi là hầu như bão hòa. Tức là, mô đun PV trong trạng thái này là trạng thái trong đó sự ảnh hưởng của sự rút ngắn thời hạn sử dụng do tia UV là tối đa. Nói cách khác, tiếp theo trạng thái này, nồng độ axit axetic trong mô đun PV tăng chủ yếu bởi vì phản ứng thủy phân của lớp EVA xảy ra do hơi ẩm xâm nhập từ không khí bên ngoài vào chất bịt kín của lớp EVA. Nếu mô đun PV được thu hồi từ khu vực ở trạng thái nêu trên, sự ảnh hưởng của việc rút ngắn thời hạn sử dụng do tia UV đã tối đa trong mô đun PV. Do đó, đối với mô đun PV này, như được mô tả sau đây, dự tính thời hạn sử dụng có thể được thực hiện mà không sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Mặt khác, nếu mô đun PV tức là được lắp ở hiện trường trong ít hơn ba năm được thu hồi và sử dụng, dự tính thời hạn sử dụng được mô tả sau đây có xu hướng dự tính quá cao thời hạn sử dụng. Trong trường hợp này, như đã mô tả ở trên, bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c , thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể được tính chính xác.

Fig.35 minh họa sơ đồ logic của dự tính thời hạn sử dụng chỉ sử dụng sản phẩm được thu hồi từ khu vực. Như trên Fig.4 nêu trên, Fig.35 là hình vẽ minh họa sơ đồ logic

khi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế thực hiện dự tính thời hạn sử dụng. Như được thể hiện trên Fig.35, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thực hiện dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sơ đồ logic sau đây.

Để dự tính thời hạn sử dụng bằng cách chỉ sử dụng mô đun PV được thu hồi từ khu vực (sản phẩm được thu hồi ở hiện trường), như đã mô tả ở trên, ít nhất hai hoặc nhiều mô đun PV được thu hồi từ cùng một khu vực được chuẩn bị. Sau đó, ít nhất hai hoặc nhiều mô đun PV được thu hồi từ cùng một khu vực được chia thành hai hoặc nhiều nhóm. Trường hợp trong đó hai mô đun PV được thu hồi từ khu vực được chuẩn bị, và các sản phẩm được thu hồi được chia thành nhóm 1 và nhóm 2 theo từng nhóm sẽ được mô tả dưới đây. Trong phần mô tả này, trong trường hợp khi một nhóm bao gồm nhiều sản phẩm được thu hồi, mức trung bình có thể thu được đối với thông tin (thời gian thời hạn sử dụng còn lại) của các kết quả liên quan đến các sản phẩm được thu hồi được mô tả sau đây. Ngoài ra, trong trường hợp chia thành ba hoặc nhiều nhóm, phương pháp bình phương nhỏ nhất có thể có thể được sử dụng để thu nhận năng lượng hoạt hóa Ea của sự suy giảm do nhiệt ẩm được mô tả sau đây.

Khi bắt đầu sơ đồ logic được thể hiện trên Fig.35, như được thể hiện ở bước S1, bộ phận điều khiển 10 của thiết bị xử lý thông tin 1 thu được nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày Tmax ở hiện trường. Bước S1 có thể là được thực hiện về cơ bản theo cùng một cách như bước S1 được thể hiện trên Fig.4.

Như được thể hiện ở bước S2 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được ΔT (chênh lệch nhiệt độ giữa nhiệt độ tối đa mô đun Tmp và nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày Tmax). Bước S2 có thể là được thực hiện về cơ bản theo cùng một cách như bước S2 được thể hiện trên Fig.4.

Như được thể hiện ở bước S3 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 tính nhiệt độ tối đa hàng ngày Tmp ($= T_{max} + \Delta T$) của mô đun PV ở hiện trường. Bước S3 có thể là được thực hiện về cơ bản theo cùng một cách như bước S3 được thể hiện trên Fig.4.

Như được thể hiện ở bước S4 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày Heff, mà có thể được sử dụng một cách linh hoạt trong một năm. Bước S4 có thể là được thực hiện về cơ bản theo cùng một cách như bước S4 được thể hiện trên Fig.4.

Như được thể hiện ở bước S5 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được năng

lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm. Năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm có thể thu được như sau.

Trước tiên, các mô đun PV được thu hồi từ khu vực và chia thành nhóm 1 và nhóm 2 có thể là đầu vào cho các kiểm tra gia tốc trong các điều kiện khác nhau. Tức là, sản phẩm được thu hồi trong nhóm 1 có thể liên quan đến, ví dụ, kiểm tra nhiệt ẩm ở nhiệt độ T_1 và độ ẩm tương đối (RH) H_0 . Mặt khác, sản phẩm được thu hồi ở nhóm 2 có thể liên quan đến, ví dụ, kiểm tra nhiệt ẩm ở nhiệt độ T_2 và độ ẩm tương đối (RH) H_0 . Trong phần mô tả này, nhiệt độ T_1 và nhiệt độ T_2 có thể được sử dụng từ, ví dụ, phạm vi nhiệt độ khoảng từ 85°C đến 95°C . Cụ thể là, $T_1 = 85^\circ\text{C}$ và $T_2 = 95^\circ\text{C}$ có thể được thiết lập. Ngoài ra, độ ẩm tương đối (RH) H_0 có thể được sử dụng từ phạm vi độ ẩm khoảng từ 85% đến 95%. Cụ thể là, $H_0 = 95\%$ có thể được thiết lập.

Kiểm tra nhiệt ẩm có thể được thực hiện cho đến khi mô đun PV được thu hồi từ khu vực đạt đến thời hạn sử dụng. Kết quả là, thời gian từ khi bắt đầu kiểm tra cho đến khi thu được thời hạn sử dụng. Thời gian này là thời hạn sử dụng còn lại τ . Tức là, thời hạn sử dụng còn lại τ_1 thu được đối với mô đun PV trong nhóm 1. Mặt khác, thời hạn sử dụng còn lại τ_2 thu được đối với mô đun PV trong nhóm 2.

Năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm có thể được tính từ công thức (3) nêu trên bằng cách sử dụng thông tin thu được như trên. Công thức (3) được minh họa lại dưới đây. Trong phần mô tả này, từng nhiệt độ T_1 và nhiệt độ T_2 là giá trị được thể hiện bằng nhiệt độ tuyệt đối [K].

$$\exp(-E_a/kT_1) \times \tau_1 = \exp(-E_a/kT_2) \times \tau_2 \quad (\text{Công thức (3)})$$

Nếu công thức (3) được tính cho E_a , thu được công thức (57) sau đây.

$$E_a = k \cdot \ln(\tau_1/\tau_2) \cdot (1/T_1 - 1/T_2)^{-1} \quad (\text{Công thức (57)})$$

Tiếp theo, như được thể hiện ở bước S21 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c . Bước S21 có thể được thực hiện về cơ bản theo cùng một cách như bước S9 được thể hiện trên Fig.4.

Tiếp theo, như được thể hiện ở bước S22 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được chỉ số bức xạ hàng năm A_h của mô đun PV được thu hồi từ khu vực. Chỉ số bức xạ hàng năm A_h tính đến hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c đối với chỉ số bức xạ hàng năm A nêu trên.

Mô đun PV được thu hồi từ khu vực liên quan đến nhiệt độ và bức xạ độ ẩm trong môi trường của khu vực tại đó mô đun PV đã được lắp. Do đó, để thu được chỉ số bức xạ hàng năm Ah phản ánh cả nhiệt độ và độ ẩm ở hiện trường để từ đó thu hồi mô đun PV, cần thiết để xem xét cả thông tin nhiệt độ ở hiện trường và thông tin độ ẩm ở hiện trường. Trong trường hợp này, nhiệt độ tối đa Tmp của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường mà khác nhau theo từng ngày có thể được sử dụng như thông tin nhiệt độ. Mặt khác, nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm Tmp_eff của mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường có thể được sử dụng như thông tin nhiệt độ. Ngoài ra, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm Hc có thể được áp dụng như thông tin độ ẩm. Trong trường hợp khi mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường khác với khu vực tại đó có mô đun PV đã được lắp đặt, chỉ số bức xạ hàng năm Ah có thể là thu được xem xét cả thông tin nhiệt độ và thông tin độ ẩm ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt mới.

Từ phần mô tả nêu trên, chỉ số bức xạ hàng năm Ah của mô đun PV được thu hồi từ khu vực có thể được thể hiện theo công thức (58) sau đây. Trong phần mô tả sau đây, chỉ số bức xạ hàng năm Ah của mô đun PV được thu hồi từ khu vực sẽ được gọi đơn giản là “chỉ số bức xạ hàng năm Ah” để phù hợp.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm Ah} = \sum \exp(-E_a/kT_{mp}) \times H_{eff}/H_c \quad (\text{Công thức (58)})$$

Trong đó, khoảng thời gian tổng cộng là 365 ngày.

Ngoài ra, chỉ số bức xạ hàng năm Ah còn có thể được thể hiện theo công thức (59) sau đây.

$$\text{Chỉ số bức xạ hàng năm Ah} = \exp(-E_a/kT_{mp_eff}) \times H_{eff} \times 365/H_c \quad (\text{Công thức (59)})$$

Trong đó, H_{eff} là thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày có thể được sử dụng theo cách linh hoạt trong một năm. Ngoài ra, như đã mô tả ở trên, Tmp_eff có thể được tính gần đúng từ mối tương quan giữa nhiệt độ trung bình hàng năm của nhiệt độ không khí tối đa hàng ngày Tmax và ΔT.

Tiếp theo, như được thể hiện ở bước S23 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 thu được chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br.

Chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br thu được ở bước S23 là thông tin tương ứng với lượng bức xạ cần thiết để dùng hết tất cả thời hạn sử dụng còn lại của mô đun

PV được thu hồi từ khu vực. Điều này có thể được tính theo công thức (60) sau đây.

$$Br = \exp(-Ea/kT_m) \times \tau \quad (\text{Công thức (60)})$$

Trong công thức này, T_m là nhiệt độ kiểm tra (đơn vị nhiệt độ tuyệt đối [K]) trong kiểm tra gia tốc được thực hiện cho mô đun PV được thu hồi, và τ là thời gian thời hạn sử dụng (đơn vị [giờ]) thu được trong kiểm tra gia tốc.

Khi thu được Br trong công thức (60), thiết lập T_1 và τ_1 có thể được sử dụng, hoặc thiết lập T_2 và τ_2 có thể được sử dụng như T_m và τ . Bằng cách sử dụng thông tin của một trong hai thiết lập, thu được Br giống nhau.

Tiếp theo, như được thể hiện ở bước S24 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 tính số năm thời hạn sử dụng còn lại Y_r . Số năm thời hạn sử dụng còn lại Y_r thể hiện số năm từ thời gian thu hồi cho đến khi thời hạn sử dụng trong trường hợp khi mô đun PV được thu hồi được giữ lắp ở hiện trường như vốn có. Điều này có thể được thể hiện theo công thức (61) sau đây bằng cách sử dụng chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br và chỉ số bức xạ hàng năm A_h .

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng còn lại } Y_r = Br/A_h \quad (\text{Công thức (61)})$$

Tiếp theo, như được thể hiện ở bước S25 trên Fig.35, bộ phận điều khiển 10 có thể tính số năm thời hạn sử dụng Y_p . Số năm thời hạn sử dụng Y_p từ khi mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường cho đến khi thời hạn sử dụng có thể được thể hiện theo công thức (62) sau đây ngoài số năm thời hạn sử dụng còn lại Y_r đến số năm X trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường.

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng } Y_p = X + Y_r \quad (\text{Công thức (62)})$$

Trong phần mô tả này, trường hợp trong đó mô đun PV được thu hồi từ khu vực tại đó có mô đun PV đã được lắp đặt ở hiện trường khác tức là khác với khu vực tại đó có mô đun PV đã được lắp sẽ được mô tả. Trong trường hợp này, số năm thời hạn sử dụng Y_p trong trường hợp tại đó có mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường khác khu vực ban đầu có thể được tính theo công thức (63) sau đây.

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng } Y_p = X \times (A_{h_bf}/A_{h_af}) + Y_r \quad (\text{Công thức (63)})$$

Trong công thức này, X là số năm trong đó mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường tại đó có mô đun PV được thu hồi đã được lắp. Ngoài ra, A_{h_bf} là chỉ số bức xạ hàng

năm ở hiện trường tại đó mô đun PV được thu hồi đã được lắp, và Ah_{af} là chỉ số bức xạ hàng năm ở hiện trường tại đó có mô đun PV được lắp đặt. Ngoài ra, Yr thu được bằng cách thay thế Ah bằng Ah_{af} trong công thức (61).

Từ phần mô tả nêu trên, số năm thời hạn sử dụng Yp của mô đun PV ở hiện trường (được thu hồi từ khu vực tại đó có mô đun PV đã được lắp) được minh họa có thể được tính bằng cách chỉ sử dụng sản phẩm được thu hồi ở hiện trường mà không cần mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu).

Ví dụ trong đó thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế thực hiện dự tính thời hạn sử dụng bằng cách sử dụng phép tính nêu trên, tức là, sản phẩm được thu hồi duy nhất từ khu vực, sẽ được mô tả chi tiết sau đây.

Như đã mô tả ở trên, trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, bộ phận điều khiển 10 có thể thực hiện các phép tính khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin khác nhau thu được từ bộ phận đầu vào 20 và/hoặc bộ phận truyền thông 40. Ngoài ra, trong thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế, bộ phận điều khiển 10 có thể xuất ra các kết quả của các phép tính khác nhau từ bộ phận đầu ra 30 và/hoặc bộ phận truyền thông 40. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin của các kết quả khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin cần thiết khác nhau.

Cụ thể hơn là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả dựa trên đầu vào của thông tin thứ nhất và thông tin thứ hai. Trong phần mô tả này, thông tin thứ nhất có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ thời điểm trong khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước cho đến khi hết hạn, chẳng hạn như chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br nêu trên (bước S23 trên Fig.35). Ngoài ra, thông tin thứ hai có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trên mỗi thời gian định trước ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, chẳng hạn như chỉ số bức xạ hàng năm Ah nêu trên (bước S22 trên Fig.35). Ngoài ra, thông tin kết quả có thể là thông tin về khoảng thời gian còn lại trong đó mô đun quang điện được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường, chẳng hạn như số năm thời hạn sử dụng còn lại Yr nêu trên (bước S24 trên Fig.35).

Ngoài ra, thông tin thứ nhất còn có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ thời điểm khi đó khoảng thời gian định trước trôi qua sau khi tạo ra axit do bức xạ tia cực tím mà mô đun quang điện phải chịu đã đạt đến mức bão hòa định trước. Hơn nữa, thông tin thứ nhất còn có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu từ thời điểm nêu trên cho đến khi kết thúc khoảng thời gian trong đó mô đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước. Ví dụ, thông tin thứ nhất còn có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ tương ứng với ít nhất một phần của khu vực lượng bức xạ (2) được thể hiện trên Fig.30. Trong trường hợp này, “thời điểm khi đó khoảng thời gian định trước trôi qua sau khi tạo ra axit do bức xạ tia cực tím mà mô đun quang điện phải chịu đã đạt đến mức bão hòa định trước” còn có thể là, ví dụ, thời điểm khi đó mô đun quang điện được thu hồi từ khu vực tại đó có mô đun quang điện đã được lắp đặt.

Ngoài ra, thông tin thứ nhất và/hoặc thông tin thứ hai có thể, ví dụ, được tạo ra dựa trên năng lượng hoạt hóa E_a của sự suy giảm do nhiệt ẩm thu được từ các kết quả kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên mô đun quang điện đã được thu hồi từ khu vực, trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên (bước S5 trên Fig.35).

Ngoài ra, thông tin thứ hai còn có thể được tạo ra dựa trên thông tin của độ ẩm ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt và thông tin về độ ẩm trong hai hoặc nhiều kiểm tra nhiệt ẩm đối với mô đun quang điện được thu hồi từ khu vực, chẳng hạn như thông tin biểu thị hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c . Trong phần mô tả này, hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c có thể thu được như đã mô tả ở bước S21 trên Fig.35 (hoặc bước S9 trên Fig.4).

Ngoài ra, thông tin thứ hai còn có thể được tạo ra dựa trên thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô đun quang điện ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, chẳng hạn như thông tin biểu thị T_{mp} (bước S3 trên Fig.35).

Hơn nữa, thông tin thứ hai còn có thể được tạo ra dựa trên thông tin biểu thị thời gian hàng ngày trong đó mô đun quang điện phải chịu bức xạ nhiệt ẩm ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, chẳng hạn như H_{eff} (bước S4 trên Fig.35) hoặc $heff$. Trong phần mô tả này, “thời gian hàng ngày trong đó mô đun quang điện phải chịu bức xạ nhiệt ẩm ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt” còn có thể là, ví dụ, thông tin biểu thị giá trị không đổi trong một năm.

Ngoài ra, thông tin thứ hai còn có thể là thông tin biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô đun quang điện phải chịu trong một năm ở hiện trường tại đó có mô đun quang điện được lắp đặt, chẳng hạn như chỉ số bức xạ hàng năm Ah (bước S2 trên Fig.35).

Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra, như thông tin kết quả, thông tin chẳng hạn như Yp đã được mô tả ở bước S25 trên Fig.35. Tức là, thiết bị xử lý thông tin 1 có thể bổ sung khoảng thời gian từ khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường cho đến thời điểm khi đó mô đun quang điện được thu hồi, đến khoảng thời gian còn lại trong đó mô đun quang điện được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường, và có thể xuất ra thông tin kết quả. Trong phần mô tả này, “khoảng thời gian còn lại trong đó mô đun quang điện được mong muốn là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường” có thể là, ví dụ, số năm thời hạn sử dụng còn lại Yr nêu trên (bước S24 trên Fig.35). Ngoài ra, “khoảng thời gian từ khi mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường cho đến thời điểm khi đó mô đun quang điện được thu hồi” có thể là, ví dụ, số năm X trong đó mô đun quang điện được lắp đặt ở hiện trường như được thể hiện ở bước S25 trên Fig.35.

Phương án nêu trên không chỉ giới hạn ở việc thực hiện như thiết bị xử lý thông tin 1. Ví dụ, phương án nêu trên còn có thể được thực hiện như phương pháp điều khiển của thiết bị chẳng hạn như thiết bị xử lý thông tin 1. Hơn nữa, ví dụ, phương án nêu trên còn có thể được thực hiện như chương trình được thực hiện bởi thiết bị chẳng hạn như thiết bị xử lý thông tin 1.

Như đã mô tả ở trên, theo phương pháp nêu trên, thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể được dự tính mà không cần sản phẩm ban đầu của mô đun PV. Do đó, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể thực hiện dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV với tính linh hoạt cao hơn.

Xác minh tính tương thích giữa hai phương pháp dự tính thời hạn sử dụng độc lập

Chủ đơn sáng chế đã so sánh số năm thời hạn sử dụng Yp hoặc Yp' và số năm thời hạn sử dụng Y với nhau. Trong phần mô tả này, số năm thời hạn sử dụng Yp hoặc Yp' là số năm thời hạn sử dụng được dự tính từ thông tin của các kết quả thực hiện các kiểm tra nhiệt ẩm trên các mô đun PV được thu hồi từ khu vực như đã mô tả ở trên. Ngoài ra, số năm thời hạn sử dụng Y là số năm thời hạn sử dụng được dự tính, độc lập với thời

hạn ở trên, từ thông tin kiểm tra (kiểm tra DH và kiểm tra tuần tự UV DH được thực hiện bằng cách sử dụng nhiệt độ và độ ẩm tương đối như các biến số) của mô đun PV là sản phẩm sản xuất ban đầu. Kết quả là, chủ đơn sáng chế đã xác nhận rằng sự thống nhất phù hợp với nhau trong phạm vi sai số là sai số thực tế có thể chấp nhận, như được thể hiện trên Fig.33 và Fig.34. Do đó, cần xác nhận rằng mỗi sự dự tính số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên, dự tính số năm thời hạn sử dụng Y sử dụng đồ thị, và dự tính số năm thời hạn sử dụng Y sử dụng thông tin nhiệt độ không khí hàng tháng rất hữu ích. Tức là, phương pháp dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường thực tế đã được xác minh rằng, mỗi phương pháp dự tính thời hạn sử dụng nêu trên không chỉ có tính định lượng cao và tính linh hoạt mà còn đủ để sử dụng trong thực tế.

Phương pháp hiệu chỉnh dự tính thời hạn sử dụng sử dụng thông tin của sản phẩm ở hiện trường

Trong phần mô tả này, ví dụ, trong trường hợp khi có chênh lệch đáng kể, không nằm trong phạm vi sai số, phát sinh giữa số năm thời hạn sử dụng Y được tính theo công thức (1) nêu trên và số năm thời hạn sử dụng Yp hoặc Yp' được tính theo công thức (54) hoặc công thức (56) nêu trên, số năm thời hạn sử dụng Y được tính có thể được hiệu chỉnh bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh. Trong phần mô tả sau đây, số năm thời hạn sử dụng Y trước khi hiệu chỉnh sẽ được gọi là “số năm thời hạn sử dụng Ybf”, và số năm thời hạn sử dụng Y sau khi hiệu chỉnh sẽ được gọi là “số năm thời hạn sử dụng Yaf”.

Số năm thời hạn sử dụng Yaf có thể thu được bằng cách nhân số năm thời hạn sử dụng Ybf với hệ số hiệu chỉnh phản hồi Fc của sản phẩm được thu hồi ở hiện trường, như được tính trong công thức (64) sau đây.

$$\text{Số năm thời hạn sử dụng Yaf} = \text{số năm thời hạn sử dụng Ybf} \times Fc \quad (\text{Công thức (64)})$$

Hệ số hiệu chỉnh phản hồi Fc nêu trên của sản phẩm được thu hồi ở hiện trường có thể được thể hiện theo công thức (65) sau đây.

$$Fc = \{\sum (Yp/Ybf)\} / \text{số mẫu kiểm tra bổ sung của sản phẩm được thu hồi ở hiện trường } Nf \quad (\text{Công thức (65)})$$

Trong công thức này, khoảng thời gian tổng cộng là số mẫu Nf trong kiểm tra bổ

sung của các sản phẩm được thu hồi ở hiện trường. Y_p là giá trị khác nhau cho mỗi sản phẩm được thu hồi ở hiện trường. Ngoài ra, Y_{bf} là giá trị khác nhau tùy thuộc vào khu vực tại đó có mô đun PV được lắp đặt, phương thức lắp của mô đun PV, và/hoặc tương tự. Ngoài ra, Y_p' còn có thể được sử dụng thay vì Y_p .

Theo phép tính nêu trên, độ chính xác của sự dự tính số năm thời hạn sử dụng Y được tính theo công thức (1) có thể còn tăng lên. Ngoài ra, theo phép tính nêu trên, độ chính xác của dự tính thời hạn sử dụng có thể được cải thiện tuân tự như thông tin của kiểm tra bổ sung của sản phẩm được thu hồi ở hiện trường được tích lũy.

Yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính số năm thời hạn sử dụng Y dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường. Do đó, bằng cách thiết lập khoảng thời gian đảm bảo đầu ra (số năm) Y_{pw} của mô đun PV, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể tính toán yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra đối với tia UV và bức xạ nhiệt ẩm, như tính trong công thức (66) sau đây. Trong công thức (66), yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra đối với tia UV và bức xạ nhiệt ẩm được gọi đơn giản là “yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw ”.

Yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra $Spw = \text{số năm thời hạn sử dụng } Y / \text{khoảng thời gian đảm bảo đầu ra } Y_{pw}$ (Công thức (66))

Dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể bao gồm các yếu tố và/hoặc các sai số không đảm bảo khác nhau. Do đó, khi dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV, mong muốn là để đảm bảo đủ Yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw . Như giá trị gần đúng, mong muốn là yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw lớn hơn hoặc ít nhất bằng 1,3. Tốt hơn là, yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw lớn hơn hoặc bằng 1,5. Tốt nhất là, yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw lớn hơn hoặc bằng 2,0. Cụ thể là, mong muốn là yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw lớn hơn hoặc bằng 2,0 trong một khu vực có lượng UV chiếu xạ lớn, cụ thể là khu vực nóng ẩm, và tương tự.

Trong phần mô tả này, yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw có thể được thiết lập đến bất kỳ giá trị nào dựa trên khoảng thời gian đảm bảo đầu ra Y_{pw} tức là được thiết lập bởi nhà sản xuất mô đun PV. Nếu không thể đảm bảo yếu tố đảm bảo an toàn đầu ra nêu trên Spw , mong muốn là nhà sản xuất mô đun PV đảm bảo đủ yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra Spw bằng cách thiết lập khoảng thời gian đảm bảo đầu ra Y_{pw} ở khoảng thời

gian ngắn hoặc tương tự.

Các hiệu quả của dự tính thời hạn sử dụng theo phương án của sáng chế

Các hiệu quả của dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV được thực hiện bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế sẽ được mô tả chi tiết dựa trên tình hình thực tế của lĩnh vực kỹ thuật thông thường.

Thông thường, kỹ thuật dự tính thời hạn sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm định lượng với độ chính xác thích hợp chưa được thiết lập. Ví dụ, kiểm tra dựa trên tiêu chuẩn Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế hiện có (International Electrotechnical Commission: IEC) được thực hiện trong điều kiện riêng lẻ, chẳng hạn như nhiệt độ 85°C và độ ẩm 85% trong 1000 giờ. Bằng kiểm tra nêu trên, thông tin về thời hạn sử dụng của mô đun PV không thu được.

Do đó, thông thường, ví dụ, tiêu chuẩn thực tế là ít nhất một trong các trường hợp sau đây.

(1) Không thể thiết lập khoảng thời gian đảm bảo đầu ra Ypw nêu trên dựa trên một số cơ sở (tức là, ví dụ, xem xét yếu tố an toàn Spw). Do đó, không thể cung cấp cho người dùng đủ sức hấp dẫn và/hoặc thông tin về độ tin cậy lâu dài của sản phẩm mô đun PV.

(2) Không thể dự tính chi phí phát điện [Yên Nhật/kWh] định lượng và thích hợp dựa trên các cơ sở kỹ thuật. Do đó, các cơ sở để xác định giá trị liên quan đến tổng lượng điện sản xuất và/hoặc chi phí phát điện ở giai đoạn lập kế hoạch kinh doanh phát điện là không đủ.

(3) Ví dụ, trong nhà máy điện hoặc tương tự, khi thiết bị phát điện quang điện được bán, chưa thể đánh giá giá trị tài sản của thiết bị một cách chính xác và phù hợp. Do đó, các căn cứ góp phần quyết định kinh doanh phát điện vẫn chưa đủ.

(4) Gần đây mới biết rằng ánh sáng tia UV có ảnh hưởng lớn đến thời hạn sử dụng của mô đun PV. Tuy nhiên, vẫn chưa thể dự tính mức độ ảnh hưởng cụ thể của tia UV đến thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên các cơ sở kỹ thuật định lượng và thích hợp.

(5) Vẫn chưa thể đưa ra thị trường và người dùng biết thông tin thời hạn sử dụng của mô đun PV như sản phẩm. Do đó, nếu không có đủ thông tin, thị trường và người

dùng phải chọn sản phẩm thực sự có thời hạn sử dụng dài hoặc ngắn.

(6) Về độ tin cậy lâu dài của mô đun PV, trong khi sự chênh lệch về chất lượng giữa các nhà sản xuất không thể nhìn thấy, thị trường đang ở trong tình trạng phân phối cả sản phẩm tốt và xấu. Mong muốn là trạng thái này h theo hướng có lợi dựa trên sự phát triển lành mạnh của ngành sản xuất quang điện và thị trường trong tương lai.

Mặt khác, ví dụ, trước khi lắp thiết bị phát điện quang điện hoặc tương tự, có nhu cầu để dự tính thời hạn sử dụng của các mô đun PV tạo nên thiết bị. Cụ thể là, thông tin về thời hạn sử dụng của các mô đun PV là cần thiết khi chi phí phát điện được dự tính bằng Yên Nhật/kWh. Ngoài ra, mong muốn là đánh giá thích hợp về giá trị tài sản khi bán thiết bị pin mặt trời.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể chuyển đổi dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm thành giá trị số hợp lý, tức là, trên cơ sở khách quan. Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm định lượng dựa trên các cơ sở thích hợp.

Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể đánh giá giá trị tài sản của thiết bị phát điện quang điện. Tức là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể, ví dụ, góp phần vào dự tính tổng lượng điện sản xuất hoặc chi phí phát điện của thiết bị phát điện quang điện ngay ở giai đoạn lập kế hoạch lắp đặt thiết bị dựa trên các kết quả của dự tính thời hạn sử dụng theo sáng chế. Ngoài ra, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể góp phần vào dự tính lượng phát điện còn lại của thiết bị phát điện quang điện cũng ở giai đoạn xem xét việc bán thiết bị dựa trên các kết quả của dự tính thời hạn sử dụng theo sáng chế. Sự đánh giá khách quan về thời hạn sử dụng của mô đun PV theo cách này có thể góp phần hình thành ngành công nghiệp sản xuất quang điện và thị trường lành mạnh. Ngoài ra, nếu thông tin của dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV bởi thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế được phổ biến trong ngành, người dùng có thể nhận được thông tin về độ tin cậy lâu dài trên thị trường.

Ngoài ra, như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể, ví dụ, xác định giá trị linh hoạt của thời gian bức xạ hiệu quả hàng ngày H_{eff} trong một năm từ tập dữ liệu được đo lường thực tế về nhiệt độ mô đun ở nhiều khu vực

hiện tại. Bằng cách sử dụng Heff nêu trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dễ dàng dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV trước khi lắp thiết bị phát điện quang điện mới. Ngoài ra, như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể kết hợp, không chỉ hiệu chỉnh độ ẩm, mà còn hiệu chỉnh tia UV, tại thời điểm dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV. Ngoài ra, như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể dự tính thời hạn sử dụng bằng cách thực hiện thêm kiểm tra gia tốc trên sản phẩm được thu hồi của mô đun PV. Ngoài ra, như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xác định yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra của mô đun PV dựa trên các kết quả của dự tính thời hạn sử dụng của mô đun PV dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm. Nếu yếu tố an toàn đảm bảo đầu ra của mô đun PV được xác định theo cách này, người dùng có thể nhận được thông tin chính xác hơn về độ tin cậy lâu dài của mô đun PV trên thị trường.

Các phương án khác

Các phương án trong đó phương án nêu trên được thay đổi hoặc cải tiến thích hợp sẽ được mô tả chi tiết sau đây.

Trong phương án được thể hiện trên Fig.4 và Fig.5, “thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c ” trong bước S11 được thực hiện ngay lập tức trước khi “tính thời hạn sử dụng Y dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm ở hiện trường” trong bước S12. Tuy nhiên, “thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c ” trong bước S11 có thể được thực hiện, không chỉ ngay lập tức trước bước S12, mà còn ở giai đoạn sớm hơn.

Trong phương án được thể hiện trên Fig.4 và Fig.5, “thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c ” trong bước S11 có thể được thực hiện ở bất kỳ bước nào có thể được xem xét, sự hiệu chỉnh khi xem xét ảnh hưởng của tia UV.

Ngoài ra, trong “dự tính thời hạn sử dụng chỉ sử dụng các sản phẩm được thu hồi từ khu vực nêu trên”, đối với mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường trong khoảng thời gian bằng hoặc nhiều hơn ba đến năm năm, dựa trên thực tế sự tạo ra axit axetic do tia UV hầu như bão hòa, thời hạn sử dụng của mô đun PV được tính mà không sử dụng hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c . Dựa trên nguyên lý là về cơ bản giống ở trên, thời hạn sử dụng của mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có thể được tính.

Tức là, trong trường hợp này, trước tiên, bằng cách thực hiện kiểm tra tia UV trên

mô đun mới PV (sản phẩm ban đầu), sự tạo ra axit axetic do tia UV có thể được bão hòa. Tiếp theo, kiểm tra nhiệt ẩm (kiểm tra DH) có thể được thực hiện trên mô đun PV. Ví dụ, số năm thời hạn sử dụng (giờ) trong trường hợp khi kiểm tra tia UV được thực hiện ban đầu và sau đó kiểm tra DH được thực hiện tiếp theo trong nhiệt độ khoảng 90°C trên mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có thể thu được. Ngoài ra, ví dụ, số năm thời hạn sử dụng (giờ) trong trường hợp khi kiểm tra tia UV được thực hiện trước tiên và sau đó kiểm tra DH được thực hiện tiếp theo trong nhiệt độ khoảng 125°C trên mô đun PV mới (sản phẩm ban đầu) có các thông số kỹ thuật gần như giống nhau có thể thu được. Sau đó, nếu thời hạn sử dụng được tính trong dải nhiệt độ ở hiện trường của mô đun PV dựa trên các kết quả này, không cần thiết để thu được hệ số hiệu chỉnh tia UV U_c .

Ngoài ra, điều kiện độ ẩm trong nhiệt ẩm kiểm tra nêu trên có thể là, ví dụ, RH 90 $\pm$ khoảng 5%. Bởi vì ảnh hưởng của sự hiệu chỉnh độ ẩm không lớn với sự thay đổi này, điều kiện có thể được coi là gần như cùng phạm vi. Mặt khác, nếu, ví dụ, điều kiện độ ẩm trong kiểm tra nhiệt ẩm nêu trên khác với RH 90 $\pm$ 5%, thời hạn sử dụng của mô đun PV có thể được tính chính xác hơn bằng cách sử dụng hệ số hiệu chỉnh độ ẩm H_c .

Mặc dù sáng chế đã được mô tả dựa trên các hình vẽ và ví dụ thực hiện, cần lưu ý rằng người có hiểu biết trung bình trong cùng lĩnh vực kỹ thuật dễ dàng thực hiện các thay đổi hoặc sửa đổi khác nhau dựa trên sáng chế. Do đó, cần lưu ý rằng các thay đổi hoặc sửa đổi này thuộc phạm vi của sáng chế. Ví dụ, các chức năng hoặc tương tự có trong các bộ phận chức năng có thể được sắp xếp lại để không mâu thuẫn về mặt logic. Nhiều bộ phận chức năng hoặc tương tự có thể được kết hợp với nhau hoặc có thể được phân chia. Mỗi phương án liên quan đến phần mô tả nêu trên không giới hạn ở việc thực hiện trung thực mỗi phương án nêu trên đã được mô tả và có thể được thực hiện bằng cách kết hợp các tính năng hoặc bỏ qua một phần của chúng để phù hợp.

Ví dụ, như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể không chỉ đánh giá giá trị tài sản (số năm thời hạn sử dụng) ở giai đoạn lập kế hoạch lắp thiết bị phát điện quang điện, mà còn có thể đánh giá giá trị tài sản (số năm thời hạn sử dụng còn lại) của thiết bị phát điện quang điện đã sử dụng. Ví dụ, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể đánh giá giá trị tài sản (số năm thời hạn sử dụng còn lại) của thiết bị phát điện quang điện đã sử dụng xem xét đến thời hạn

sử dụng dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm. Trong trường hợp này, ví dụ, có thể thực hiện các bước từ (1) đến (3) sau đây.

(1) Trước tiên, từ thông tin nhiệt độ không khí và độ ẩm ở vị trí tại đó có các mô đun PV được lắp đặt và thông tin của phương thức lắp của các mô đun PV, số năm thời hạn sử dụng Y dựa trên sự suy giảm do tia UV và nhiệt ẩm được tính gần đúng. Trong trường hợp này, đối với sản phẩm có các thông số kỹ thuật gần như giống nhau như các mô đun PV được lắp đặt, thông tin (τ) của thời gian cho đến khi đạt thời hạn sử dụng do kiểm tra nhiệt ẩm và không có sẵn thông tin (E_a) của năng lượng hoạt hóa của sự suy giảm có thể được sử dụng. Mặt khác, nếu thông tin của sản phẩm này có thể được coi như có các thông số kỹ thuật gần như giống nhau, từ thông tin hiện có hoặc thông tin sẵn có kiểm tra thông tin (τ và E_a) của mô đun PV có các thông số kỹ thuật được coi là gần giống với các thông số kỹ thuật của các mô đun PV có thể được sử dụng thay thế.

Tiếp theo, thu được thời gian thời hạn sử dụng còn lại trong trường hợp tại đó có các mô đun PV được giữ lắp ở hiện trường. Ví dụ, các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường nhất định trong X [năm] được thu hồi. Nếu số năm thời hạn sử dụng trong môi trường tại đó có các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường có thông tin biểu thị Y [năm], thời gian còn lại tra [giờ] trong trường hợp tại đó có các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường có thể được thể hiện theo công thức (67) sau đây.

$$\text{Thời hạn sử dụng còn lại tra [giờ]} = (Y - X) \times \text{Heff} \times 365 \quad (\text{Công thức (67)})$$

Tiếp theo, bằng cách sử dụng nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} của các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường như thông tin nhiệt độ, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br có thể được thể hiện theo công thức (68) sau đây.

$$\text{Br} = \exp(-E_a/kT_{mp_eff}) \times \tau_a \quad (\text{Công thức (68)})$$

Trong công thức (68), chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br được tính bằng cách sử dụng nhiệt độ mô đun hiệu quả hàng năm T_{mp_eff} của các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường. Ngoài ra, chỉ số bức xạ thời hạn sử dụng còn lại Br còn có thể được tính bằng cách sử dụng nhiệt độ tối đa T_{mp} của các mô đun PV mà thay đổi theo từng ngày của các mô đun PV được lắp đặt ở hiện trường.

Tiếp theo, chỉ số bức xạ hàng năm Ah của các mô đun PV ở hiện trường khác tại đó có mô đun PV được lắp đặt có thể được thể hiện như trong công thức (58) hoặc công

thức (59). Trong trường hợp này, số năm thời hạn sử dụng còn lại Y_r ở hiện trường khác có thể được tính bằng cách sử dụng công thức (61).

(2) Nếu có giá trị theo dõi nhiệt độ của các mô đun PV trong thiết bị phát điện quang điện, bằng cách sử dụng chỉ số bức xạ hàng năm A_h được tính bằng cách sử dụng thông tin nhiệt độ của nó, số năm thời hạn sử dụng còn lại Y_r có thể được tính. Trong trường hợp này, độ chính xác của việc dự tính thời hạn sử dụng còn lại có thể tăng nhiều hơn.

(3) Bằng cách thu nhận một số mô đun PV từ thiết bị phát điện quang điện và bằng cách thực hiện bổ sung kiểm tra nhiệt ẩm, thời hạn sử dụng còn lại của các mô đun PV có thể được xác nhận. Cụ thể là, phương pháp được mô tả nêu trên (dự tính thời hạn sử dụng chỉ sử dụng các sản phẩm được thu hồi từ khu vực) có thể được sử dụng.

Như đã mô tả ở trên, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất các loại thông tin kết quả khác nhau dựa trên đầu vào của các loại thông tin cần thiết khác nhau. Cụ thể hơn là, thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả dựa trên đầu vào của thông tin thứ tư, thông tin thứ năm, và thông tin thứ sáu.

Trong phần mô tả này, thông tin thứ tư có thể là thông tin biểu thị khoảng thời gian trong đó mô đun PV thứ nhất được lắp ở hiện trường định trước, mô đun PV thứ nhất được lắp ở hiện trường định trước trong số nhiều mô đun PV có các thông số kỹ thuật giống nhau. Tức là, thông tin thứ tư có thể là, ví dụ, khoảng thời gian X [năm] trong đó sản phẩm được thu hồi để thu nhận được bức xạ tương ứng với khu vực lượng bức xạ (3) được thể hiện trên Fig.30 được lắp ở hiện trường.

Thông tin thứ năm là thông tin thu được từ các kết quả của kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện trên mô đun PV thứ nhất và có thể là thông tin biểu thị khoảng thời gian trong đó mô đun PV thứ nhất có khả năng phát điện năng định trước. Tức là, thông tin thứ năm có thể là, ví dụ, thời gian β [giờ] trong đó kiểm tra DH được thực hiện trên sản phẩm được thu hồi để thu nhận được bức xạ tương ứng với khu vực lượng bức xạ (2) được thể hiện trên Fig.30.

Thông tin thứ sáu là thông tin thu được từ nhiệt ẩm kiểm tra được thực hiện trên mô đun PV thứ hai khác với mô đun PV thứ nhất trong số nhiều mô đun PV, kiểm tra nhiệt ẩm được thực hiện sau khi kiểm tra chiếu xạ tia cực tím định trước, và có thể là

thông tin biểu thị khoảng thời gian trong đó mô đun PV thứ hai có khả năng phát điện năng định trước. Tức là, thông tin thứ sáu có thể là, ví dụ, thời gian γ [giờ] trong đó kiểm tra DH được thực hiện tuần tự đối với kiểm tra tia UV trên sản phẩm được thu hồi để thu nhận được bức xạ tương ứng với khu vực lượng bức xạ (4) được thể hiện trên Fig.30.

Ngoài ra, thông tin kết quả có thể là thông tin về khoảng thời gian trong đó mô đun PV thứ hai được mong muốn là có khả năng phát điện định trước nếu mô đun PV thứ hai được lắp ở hiện trường định trước, chẳng hạn như số năm thời hạn sử dụng Y nêu trên (bước S12 trên Fig.4). Thiết bị xử lý thông tin 1 theo phương án của sáng chế có thể xuất ra thông tin kết quả bằng cách thiết lập mô đun PV không được lắp ở hiện trường định trước, chẳng hạn như mô đun PV của sản phẩm ban đầu như mô đun PV thứ hai.

Phương án nêu trên không chỉ giới hạn ở việc thực hiện như thiết bị xử lý thông tin 1. Ví dụ, phương án nêu trên có thể được thực hiện như phương pháp điều khiển thiết bị (ví dụ, máy tính) chẳng hạn như thiết bị xử lý thông tin 1. Hơn nữa, ví dụ, phương án nêu trên còn có thể được thực hiện như chương trình được thực hiện bởi thiết bị (ví dụ, máy tính) chẳng hạn như thiết bị xử lý thông tin 1.

Ngoài ra, hệ số hiệu chỉnh bổ sung có thể được tính cho thời hạn sử dụng khi cần thiết. Ví dụ, trong trường hợp khi tấm nền 120 có tấm nhôm (Al), lõi vào của hơi ẩm được giới hạn ở mặt trước của mô đun PV, và lượng ẩm xâm nhập từ mặt sau của mô đun PV giảm, và do đó, thời hạn sử dụng trở nên dài hơn. Sự kéo dài thời hạn sử dụng tỷ lệ với kích thước của mô đun PV. Trong trường hợp kích thước mô đun PV bình thường (khoảng 60 đến 72 tế bào trên mỗi mô đun), hệ số hiệu chỉnh có thể được thiết lập nhiều nhất khoảng từ 2 đến 3 là thích hợp.

Ngoài ra, mặc dù trường hợp khi lớp EVA được sử dụng như chất liệu của chất bịt kín được mô tả ở trên, vật liệu của chất bịt kín không giới hạn ở lớp EVA, và còn có thể là, ví dụ, olefin hoặc vật liệu nhựa khác.

Danh sách các số chỉ dẫn:

1	thiết bị xử lý thông tin	10	bộ phận điều khiển
20	bộ phận đầu vào	30	bộ phận đầu ra
40	bộ phận truyền thông	50	bộ phận lưu trữ

100	mô đun PV	110	tấm kính bề mặt
120	tấm nền	130	tế bào quang điện
140	chất bịt kín	150	chất bịt kín
170	điện cực	180	phần tiếp xúc

Chỉ dẫn tham chiếu

Đơn sáng chế này yêu cầu hưởng quyền ưu tiên của các đơn patent Nhật Bản số 2019-43208 và đơn patent Nhật Bản số 2019-43209 được nộp tại Nhật Bản ngày 8/3/2019, đơn patent Nhật Bản số 2019-114877 và đơn patent Nhật Bản số 2019-114880 được nộp tại Nhật Bản ngày 20/6/2019, và đơn patent Nhật Bản số 2020-39351 và đơn patent Nhật Bản số 2020-39352, và đơn patent Nhật Bản số 2020-39355 được nộp tại Nhật Bản ngày 6/3/2020 được tham chiếu bằng cách kết hợp toàn bộ.

YÊU CẦU BẢO HỘ

1. Thiết bị xử lý thông tin để xuất ra:

trên cơ sở đầu vào của thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ảm mà mô-đun quang điện nhận được từ từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian mà mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước,

thông tin thứ hai biểu thị lượng bức xạ nhiệt ảm mà mô-đun quang điện nhận được theo thời gian định trước trên hiện trường nơi lắp đặt mô-đun quang điện; và

thông tin thứ ba biểu thị lượng bức xạ tia cực tím mà mô-đun quang điện nhận được trên hiện trường,

thông tin kết quả về khoảng thời gian mà mô-đun quang điện được giả định là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện được lắp đặt trên hiện trường.

2. Thiết bị theo điểm 1, trong đó thông tin thứ nhất được tạo ra trên cơ sở năng lượng hoạt hóa của sự suy giảm nhiệt ảm thu được từ các kết quả thử nghiệm nhiệt ảm được thực hiện trên mô-đun quang điện trong hai điều kiện nhiệt độ trở lên.

3. Thiết bị theo điểm 1 hoặc 2, trong đó thông tin thứ hai được tạo ra trên cơ sở thông tin về nhiệt độ tối đa hàng ngày của mô-đun quang điện trên hiện trường nơi lắp đặt mô-đun quang điện.

4. Thiết bị theo điểm bất kỳ từ 1 đến 3, trong đó thông tin kết quả được xuất ra bằng cách xem xét sự hiệu chỉnh dựa trên bức xạ nhiệt ảm mà mô-đun quang điện nhận được trên hiện trường.

5. Phương pháp điều khiển thiết bị xử lý thông tin, trong đó phương pháp điều khiển bao gồm:

bước thu thập thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ảm mà mô-đun quang điện nhận được từ từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian mà mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước;

bước thu thập thông tin thứ hai biểu thị mức bức xạ nhiệt ảm mà mô-đun quang điện nhận được trên mỗi thời gian định trước trên hiện trường nơi mô-đun quang điện được lắp đặt;

bước thu thập thông tin thứ ba biểu thị lượng bức xạ tia cực tím mà mô-đun quang điện nhận được trên hiện trường; và

bước xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian mà mô-đun quang điện được giả định là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện được lắp trên hiện trường, trên cơ sở thông tin thứ nhất, thông tin thứ hai và thông tin thứ ba.

6. Phương tiện ghi có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ chương trình để máy tính thực thi phương pháp điều khiển, trong đó phương pháp bao gồm:

bước thu thập thông tin thứ nhất biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô-đun quang điện nhận được từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc khoảng thời gian mà mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước;

bước thu thập thông tin thứ hai biểu thị lượng bức xạ nhiệt ẩm mà mô-đun quang điện nhận được trên mỗi thời gian định trước trên hiện trường nơi mô-đun quang điện được lắp đặt;

bước thu thập thông tin thứ ba biểu thị lượng bức xạ tia cực tím mà mô-đun quang điện nhận được trên hiện trường; và

bước xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian mà mô-đun quang điện được giả định là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện được lắp trên hiện trường, trên cơ sở thông tin thứ nhất, thông tin thứ hai và thông tin thứ ba.

7. Thiết bị xử lý thông tin để xuất ra:

trên cơ sở thông tin thứ tư biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất được lắp trên hiện trường định trước trong số nhiều mô-đun quang điện có cùng thông số kỹ thuật được lắp trên hiện trường định trước,

thông tin thứ năm biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ năm là thông tin thu được từ các kết quả thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện trên mô-đun quang điện thứ nhất, và

thông tin thứ sáu biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ hai khác với mô-đun quang điện thứ nhất trong số nhiều mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ sáu là thông tin thu được từ thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện sau khi thử nghiệm chiếu xạ tia cực tím định trước trên mô-đun quang điện thứ hai,

thông tin kết quả về khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ hai được giả định có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện thứ hai được lắp trên hiện trường định trước.

8. Thiết bị theo điểm 7, trong đó mô-đun quang điện thứ hai xuất ra thông tin kết quả dưới dạng mô-đun quang điện không được lắp trên hiện trường định trước.

9. Phương pháp điều khiển thiết bị xử lý thông tin, trong đó phương pháp điều khiển bao gồm:

bước thu thập thông tin thứ tư biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất được lắp trên hiện trường định trước trong số nhiều mô-đun quang điện có cùng thông số kỹ thuật được lắp trên hiện trường định trước;

bước thu thập thông tin thứ năm biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ năm là thông tin thu được từ các kết quả thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện trên mô-đun quang điện thứ nhất;

bước thu được thông tin thứ sáu biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ hai khác với mô-đun quang điện thứ nhất trong số nhiều mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ sáu là thông tin thu được từ thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện sau thử nghiệm chiếu xạ tia cực tím định trước trên mô-đun quang điện thứ hai; và

bước xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian mà mô-đun quang điện thứ hai được giả định là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện thứ hai được lắp đặt trên hiện trường định trước, trên cơ sở thông tin thứ tư, thông tin thứ năm và thông tin thứ sáu.

10. Phương tiện ghi có thể đọc bằng máy tính không tạm thời lưu trữ chương trình để máy tính thực thi phương pháp điều khiển, trong đó phương pháp bao gồm:

bước thu thập thông tin thứ tư biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất được lắp trên hiện trường định trước trong số nhiều mô-đun quang điện có cùng thông số kỹ thuật được lắp trên hiện trường định trước;

bước thu thập thông tin thứ năm biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ nhất có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ năm là thông tin thu

được từ các kết quả thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện trên mô-đun quang điện thứ nhất;

bước thu thập thông tin thứ sáu biểu thị khoảng thời gian trong đó mô-đun quang điện thứ hai khác với mô-đun quang điện thứ nhất trong số nhiều mô-đun quang điện có khả năng phát điện năng định trước, thông tin thứ sáu là thông tin thu được từ thử nghiệm nhiệt ẩm được thực hiện sau thử nghiệm chiếu xạ tia cực tím định trước trên mô-đun quang điện thứ hai; và

bước xuất ra thông tin kết quả về khoảng thời gian mà mô-đun quang điện thứ hai được giả định là có khả năng phát điện năng định trước nếu mô-đun quang điện thứ hai được lắp trên hiện trường định trước, trên cơ sở thông tin thứ tư, thông tin thứ năm và thông tin thứ sáu.

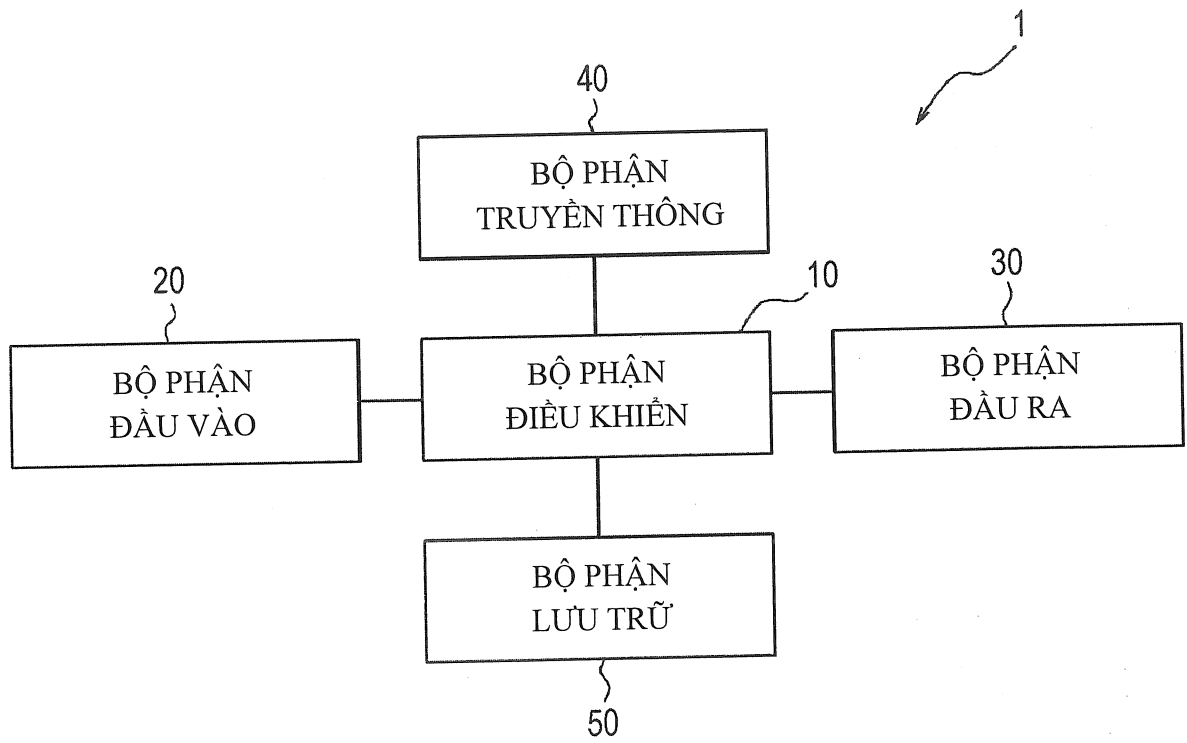


Fig.1

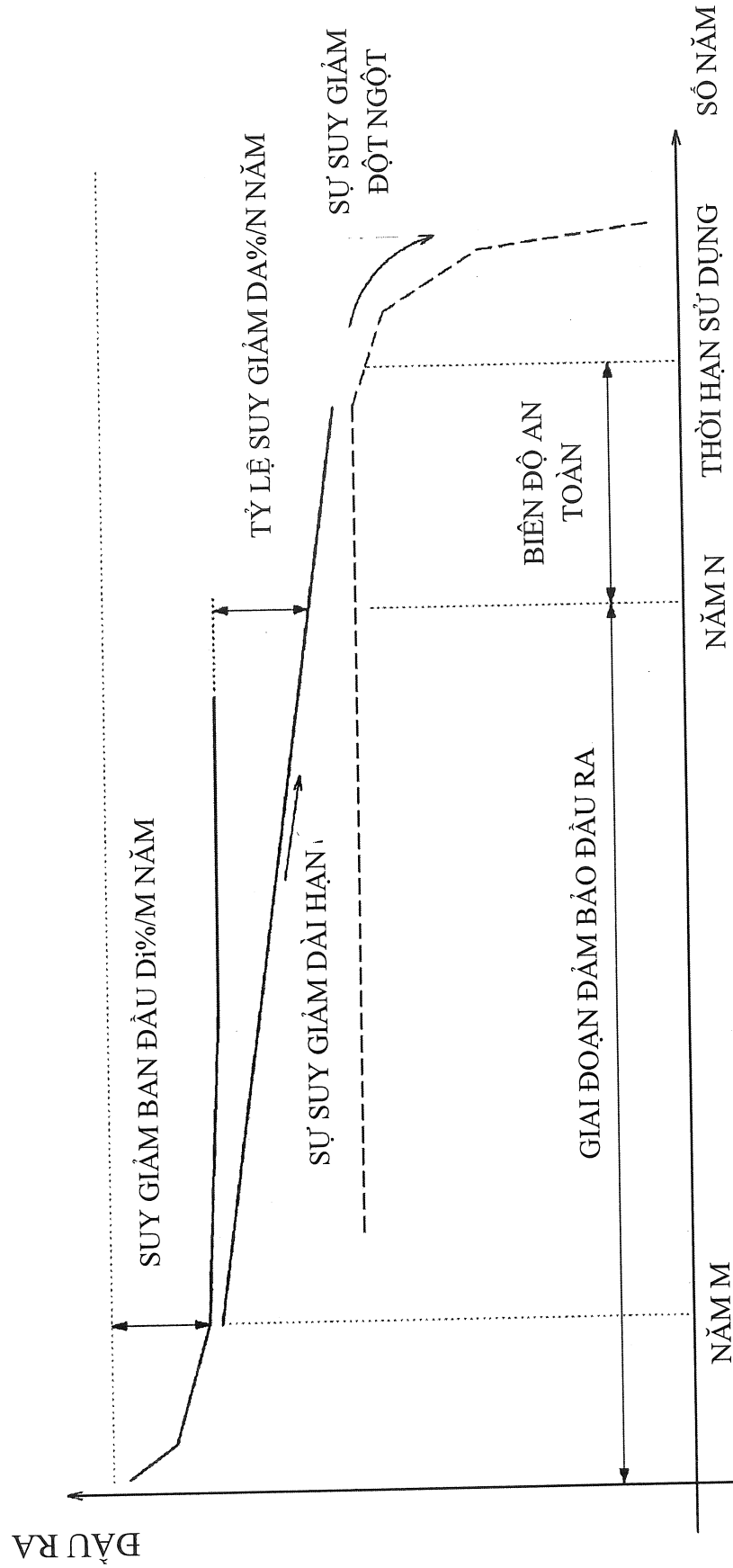


Fig.2

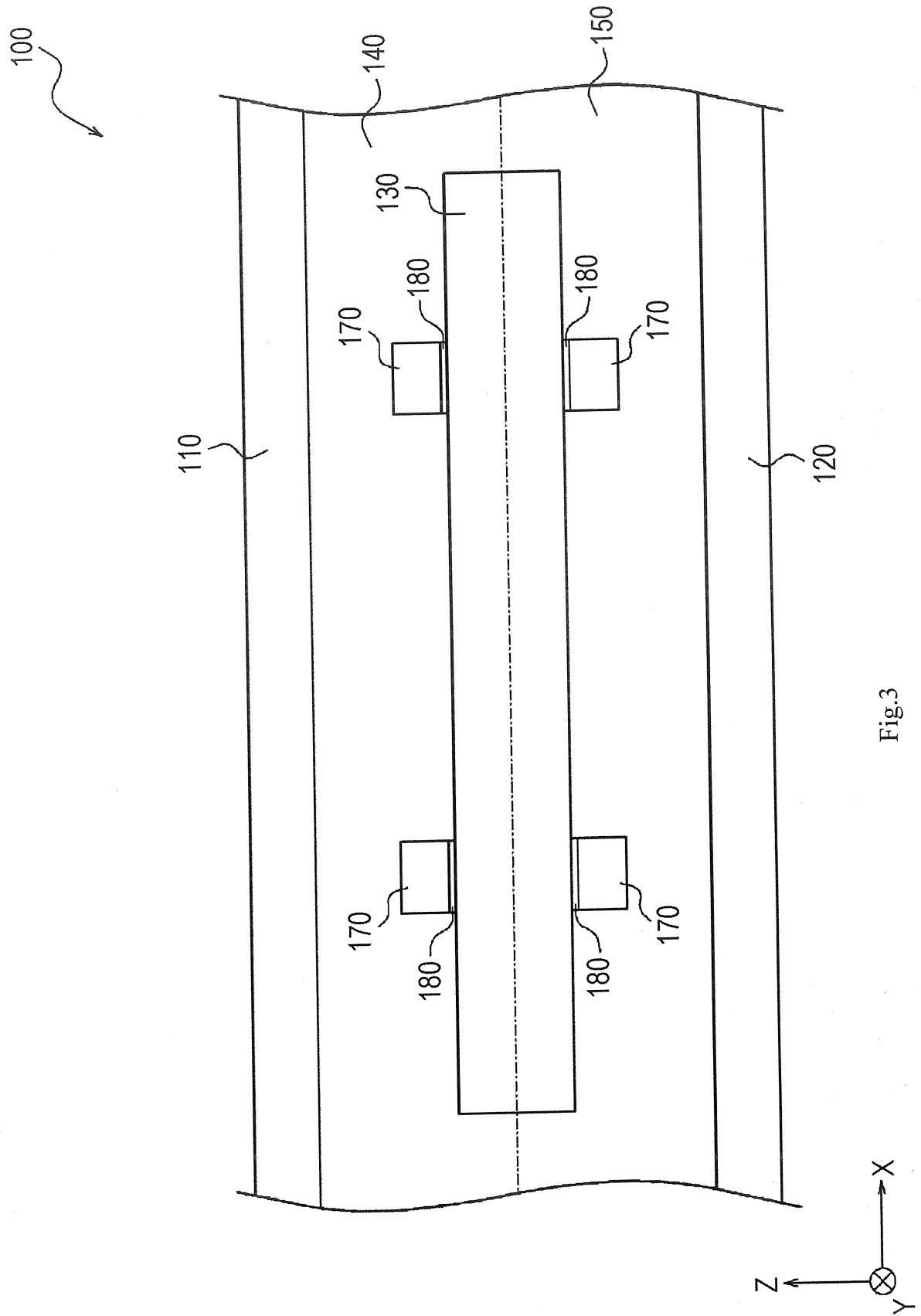


Fig.3

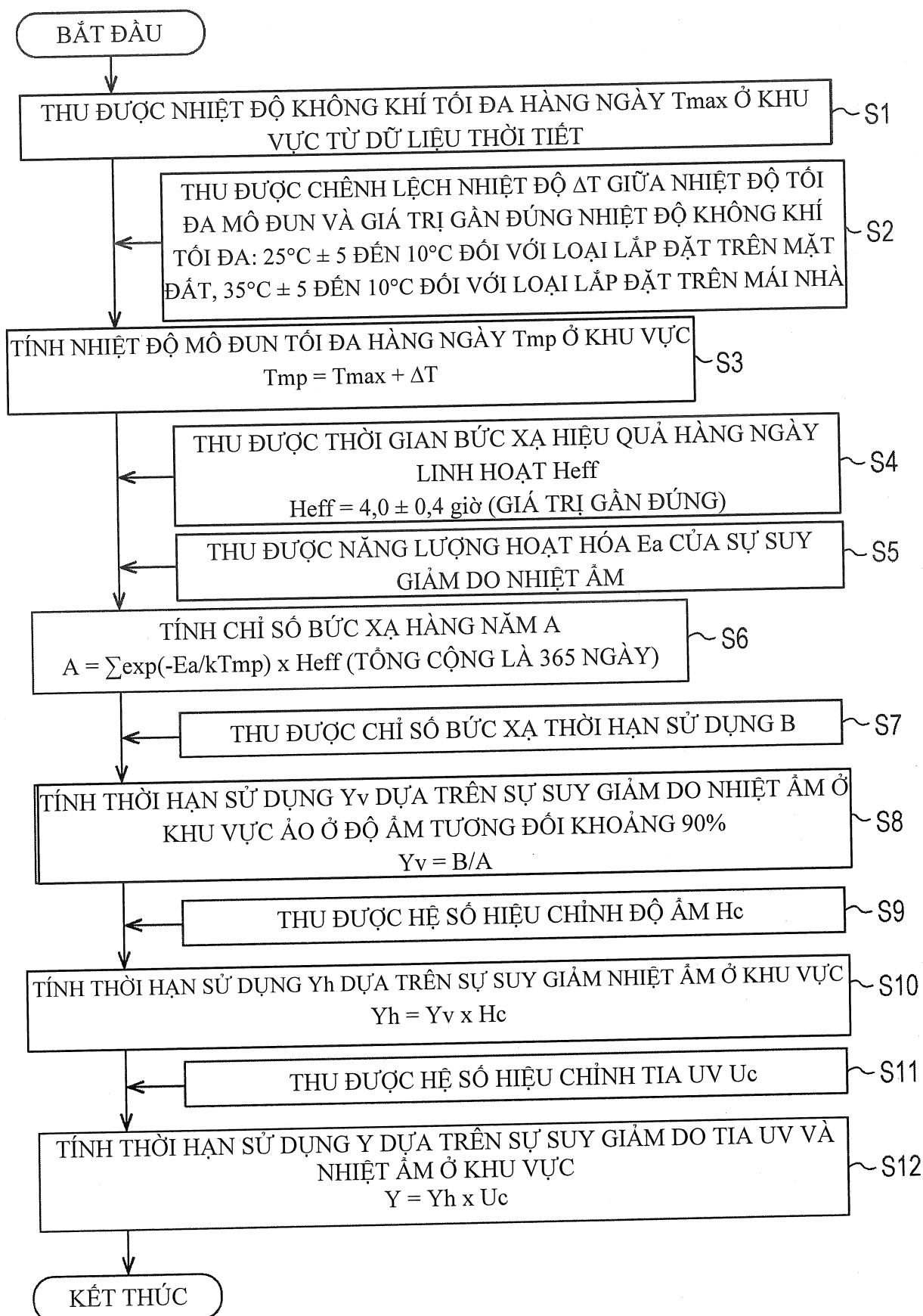


Fig.4

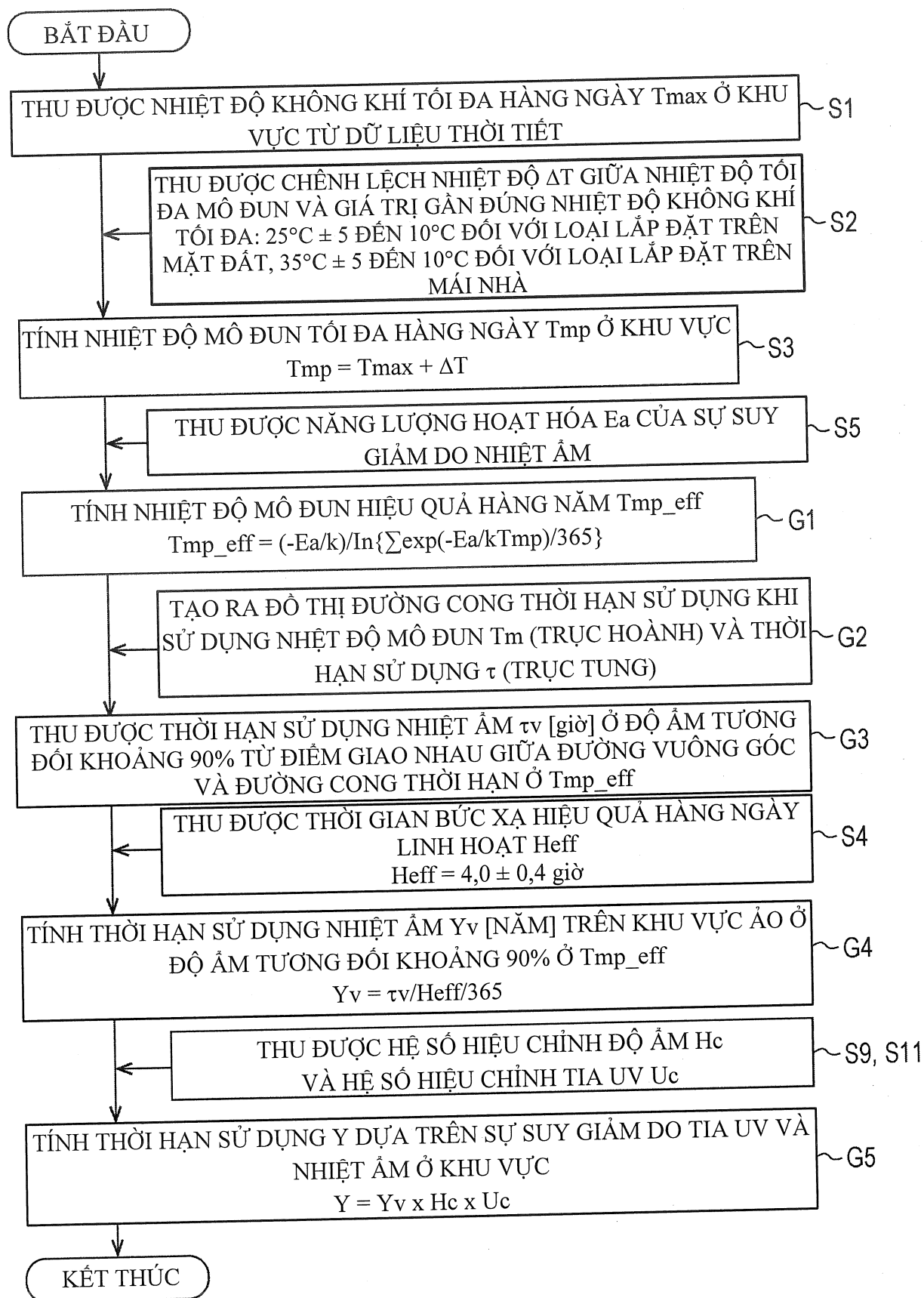


Fig.5

NHIỆT ĐỘ KHÔNG KHÍ TỐI ĐA TRUNG BÌNH HÀNG THÁNG [°C]

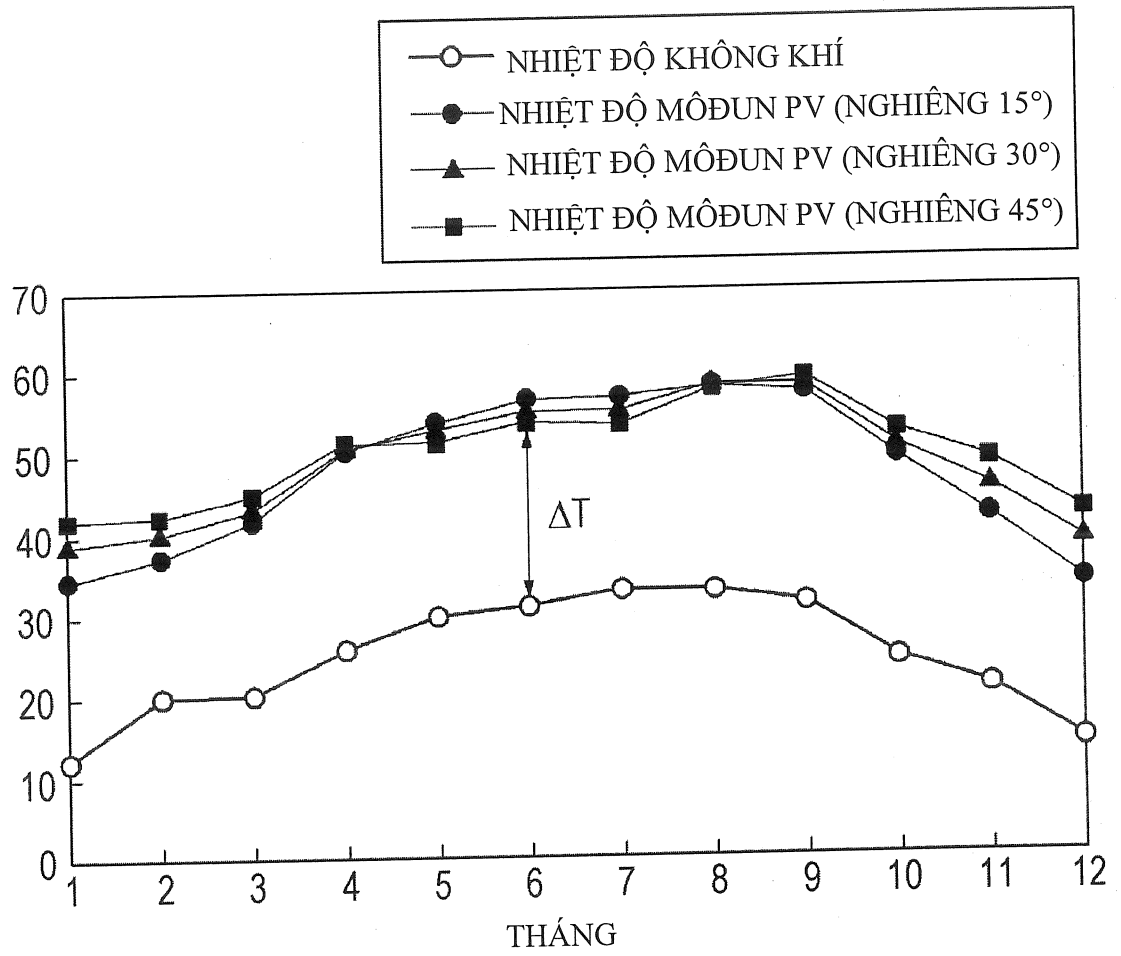


Fig.6

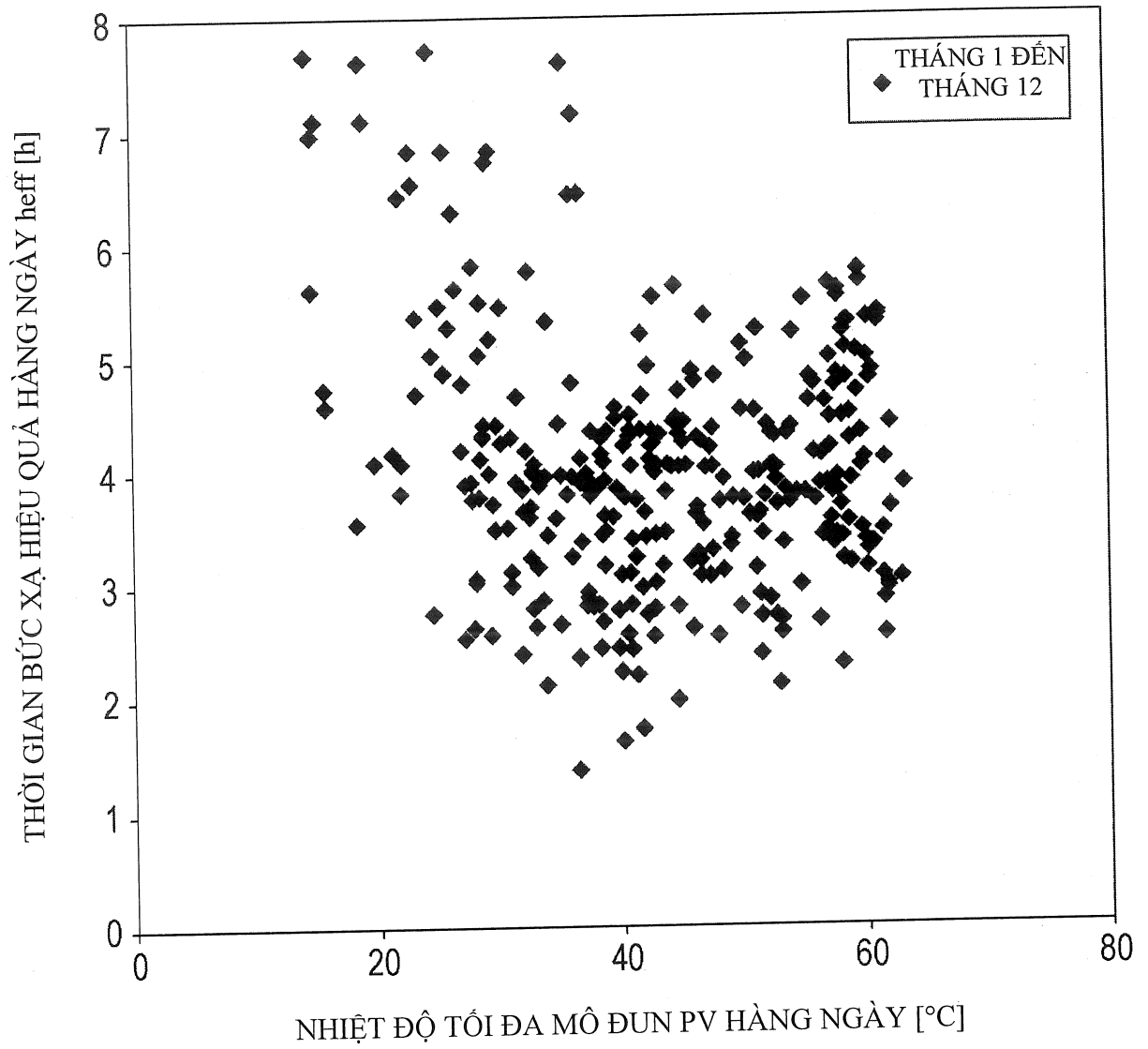


Fig.7

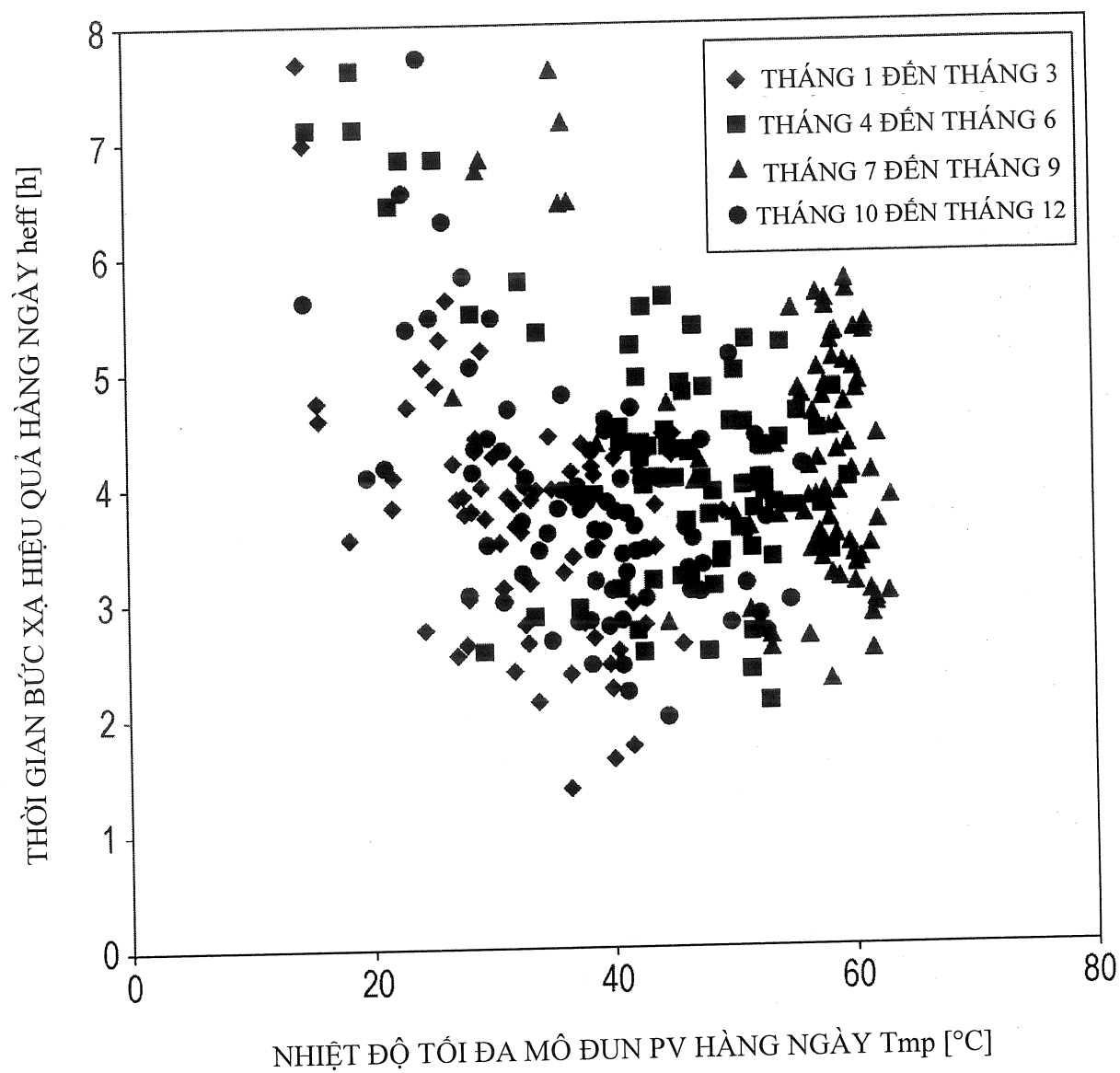


Fig.8

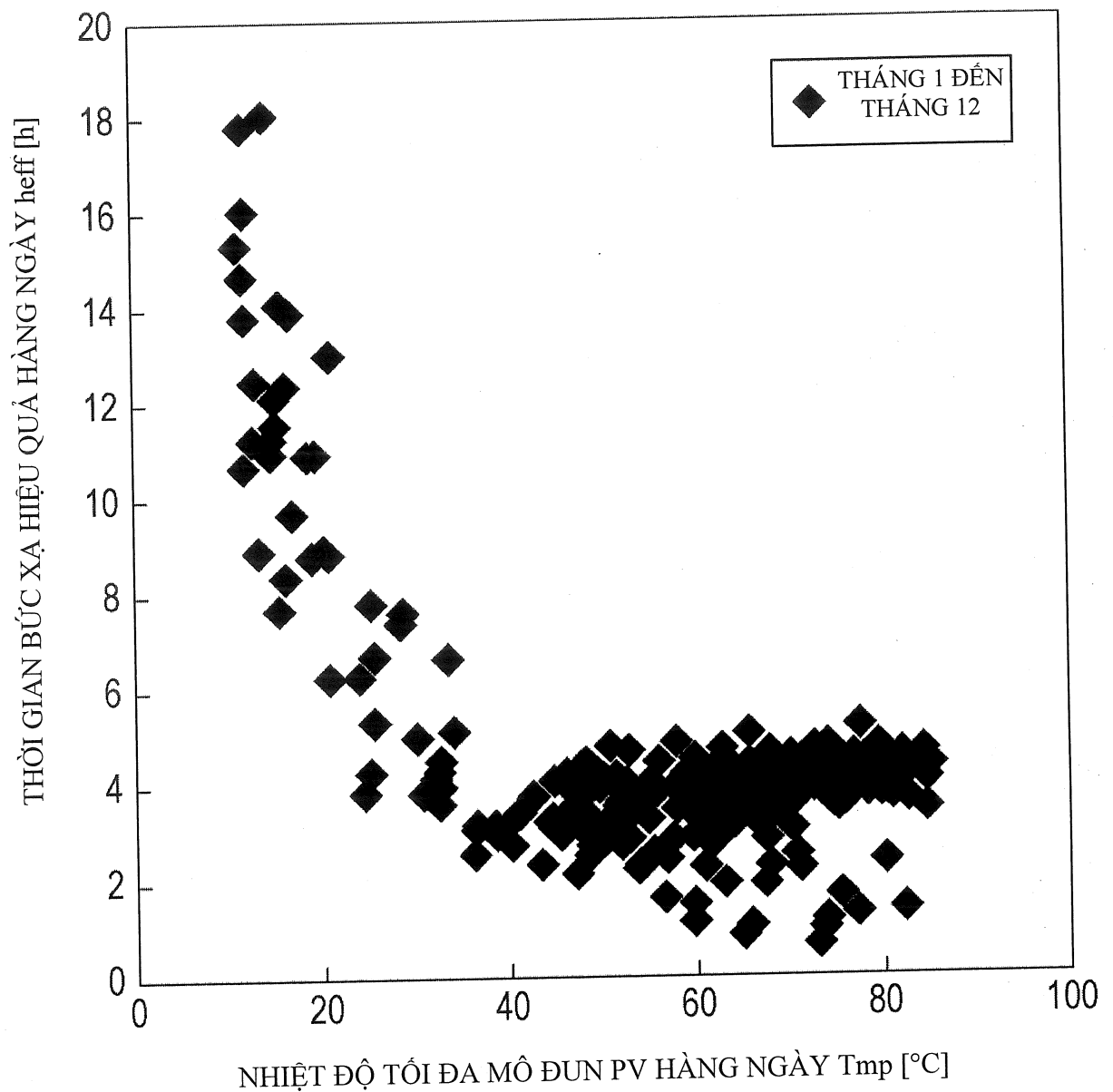


Fig.9

KHU VỰC	Heff (= GIÁ TRỊ TRUNG BÌNH HÀNG NĂM CỦA THỜI GIAN BỨC XẠ HIỆU QUẢ HÀNG NGÀY heff) [giờ]
TỈNH CHIBA	4,4 giờ
TỈNH YAMANASHI	4,0 giờ
BANG CALIFORNIA (USA)	4,0 giờ
LOS ALAMOS (BANG NEW MEXICO, USA)	3,0 giờ

Fig.10

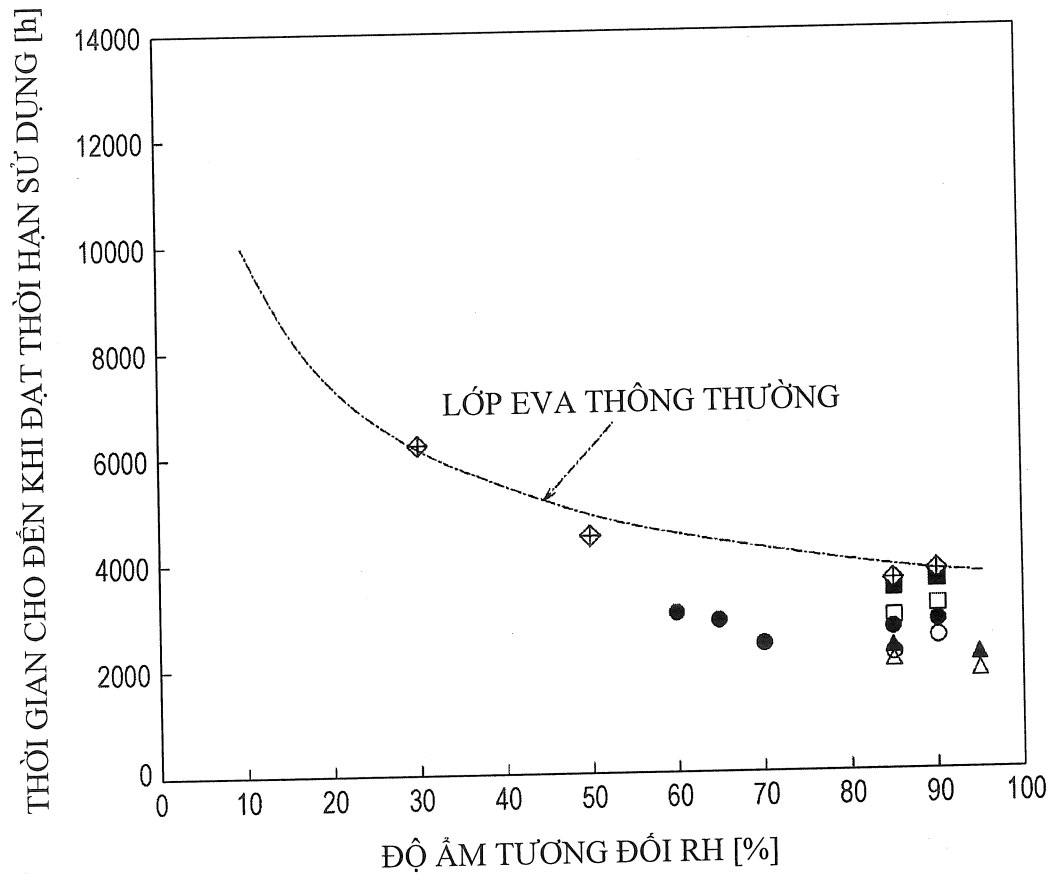


Fig.11

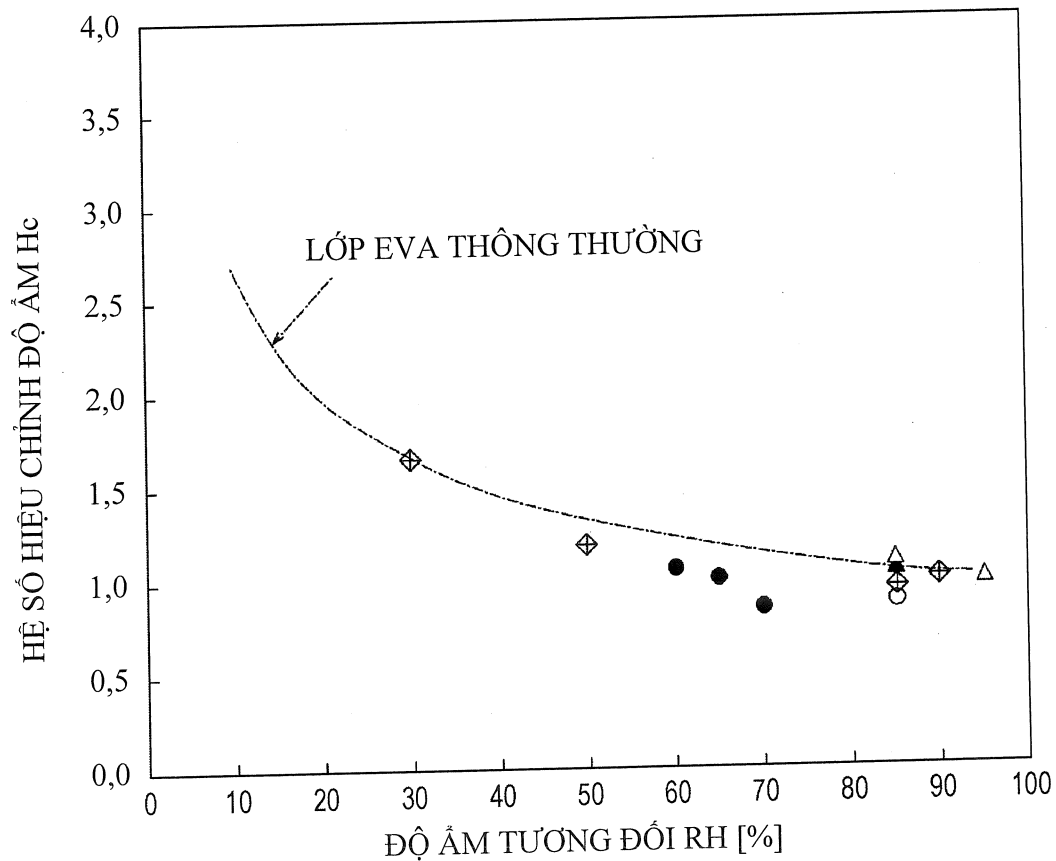


Fig.12

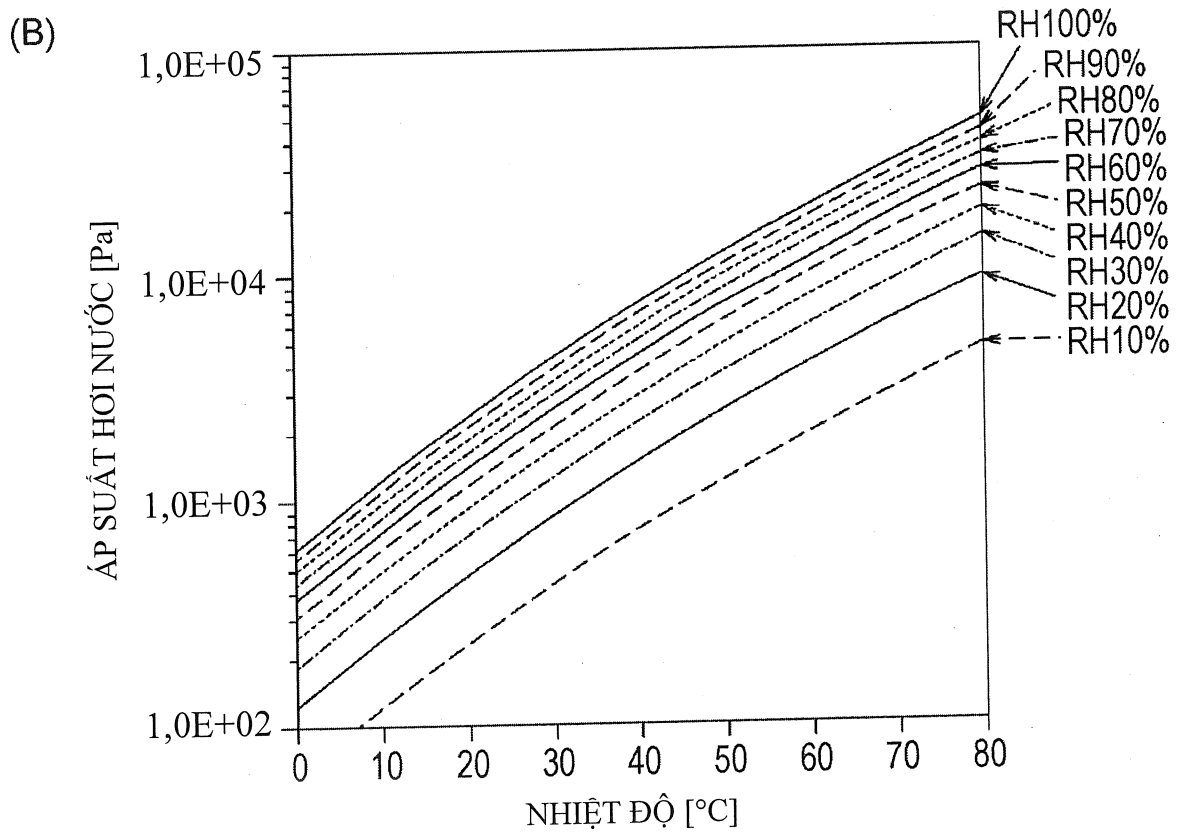
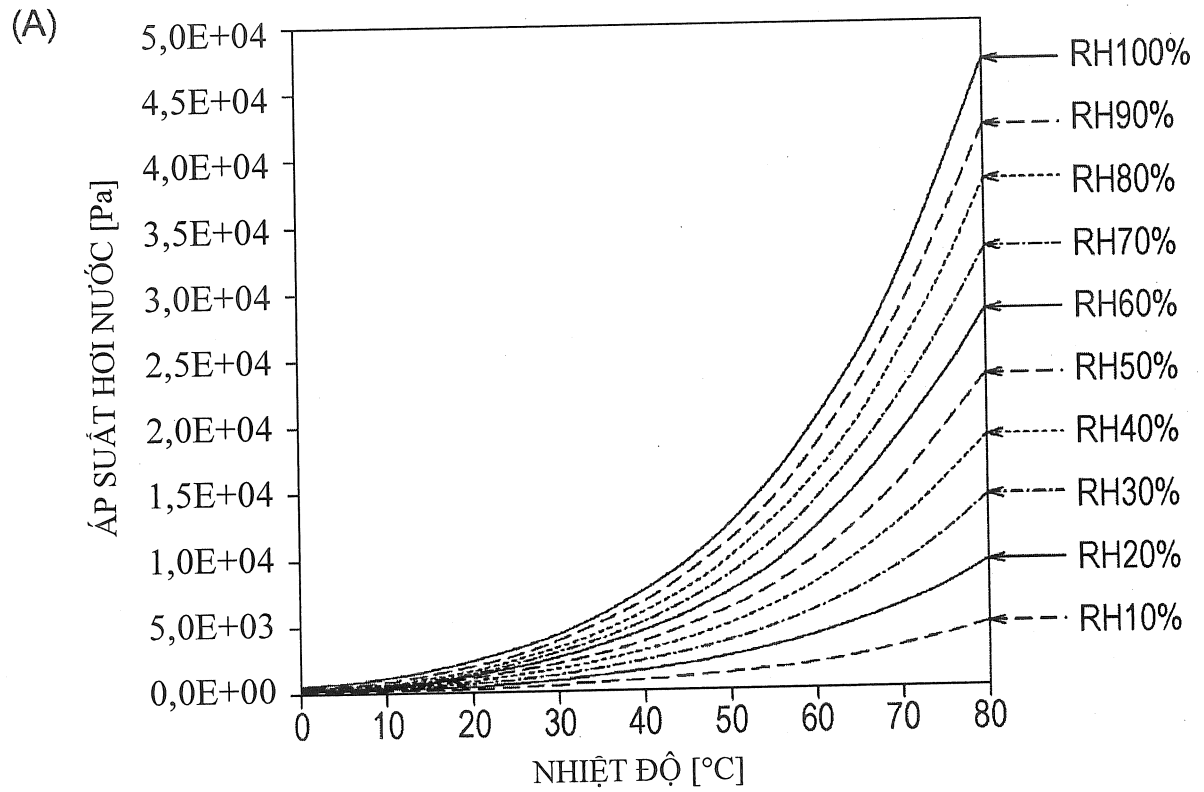


Fig.13

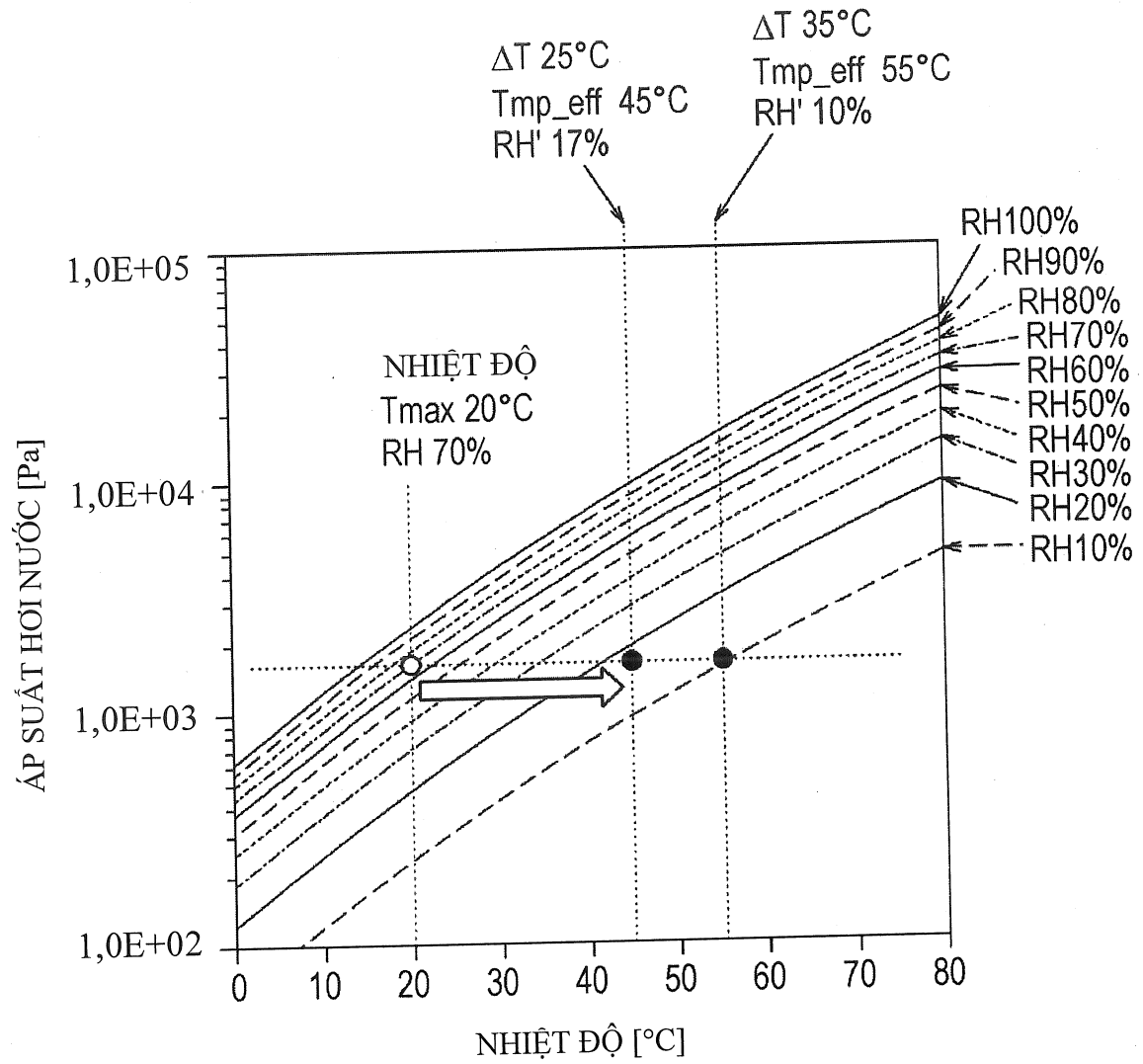


Fig.14

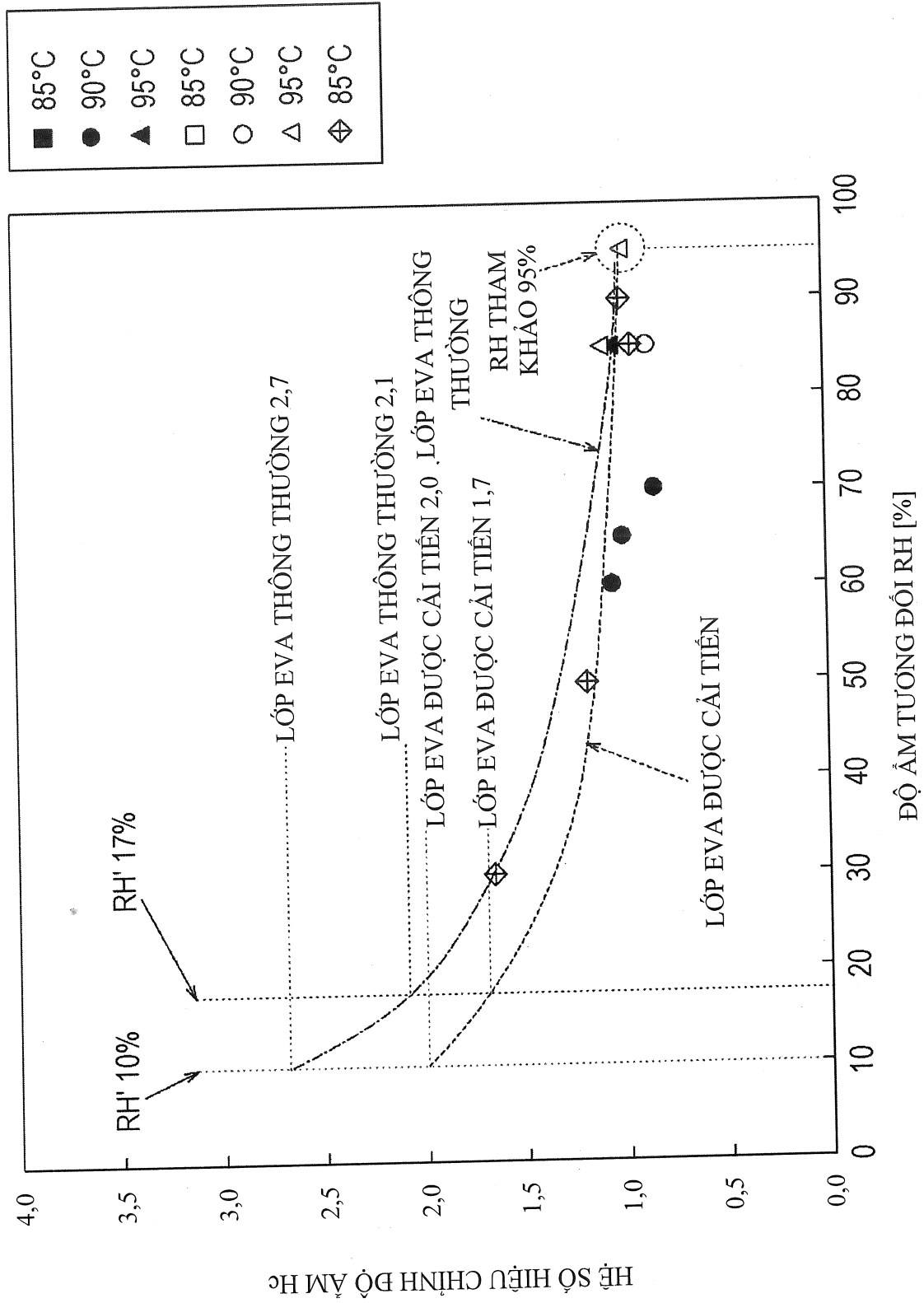


Fig.15

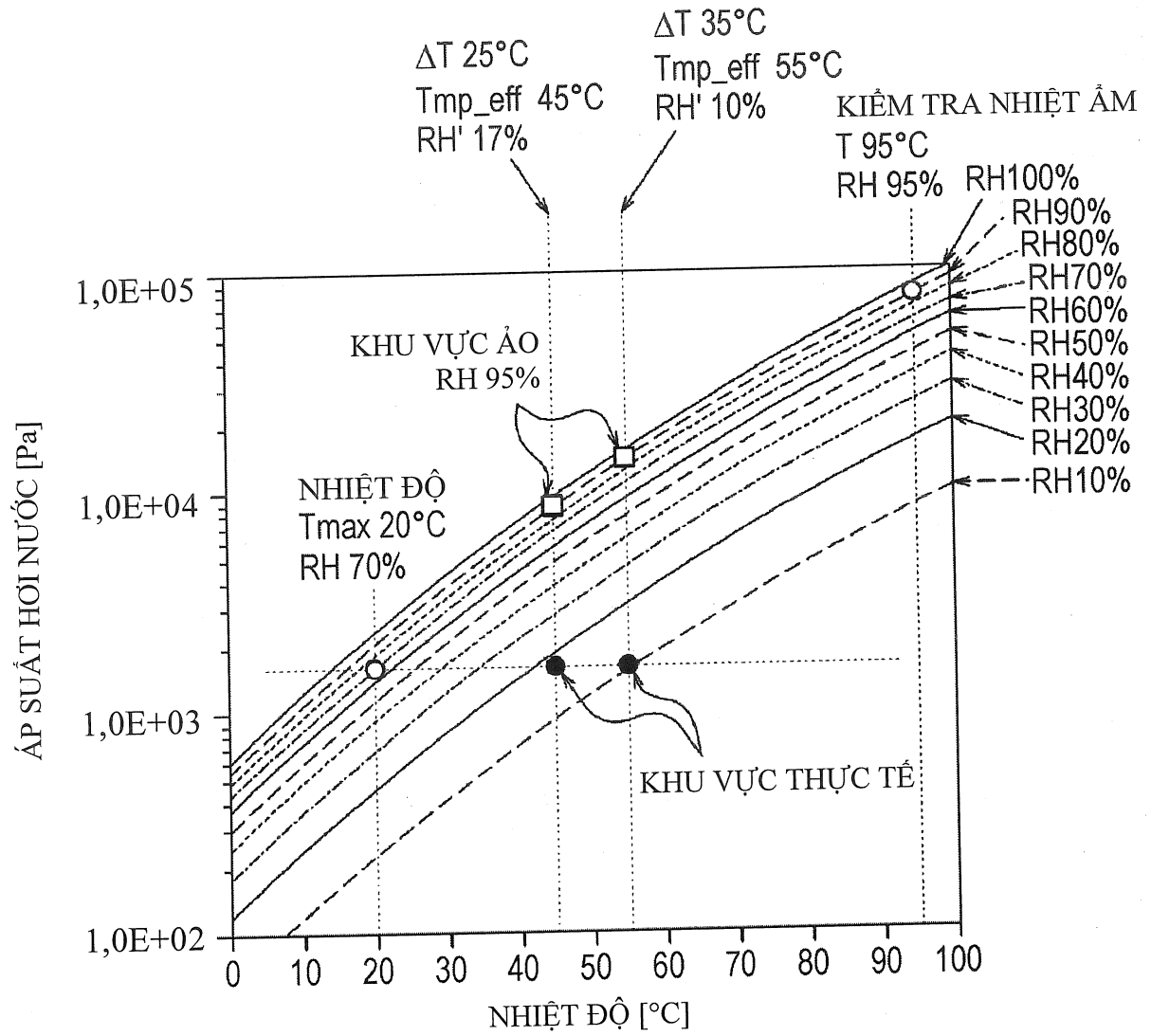


Fig.16

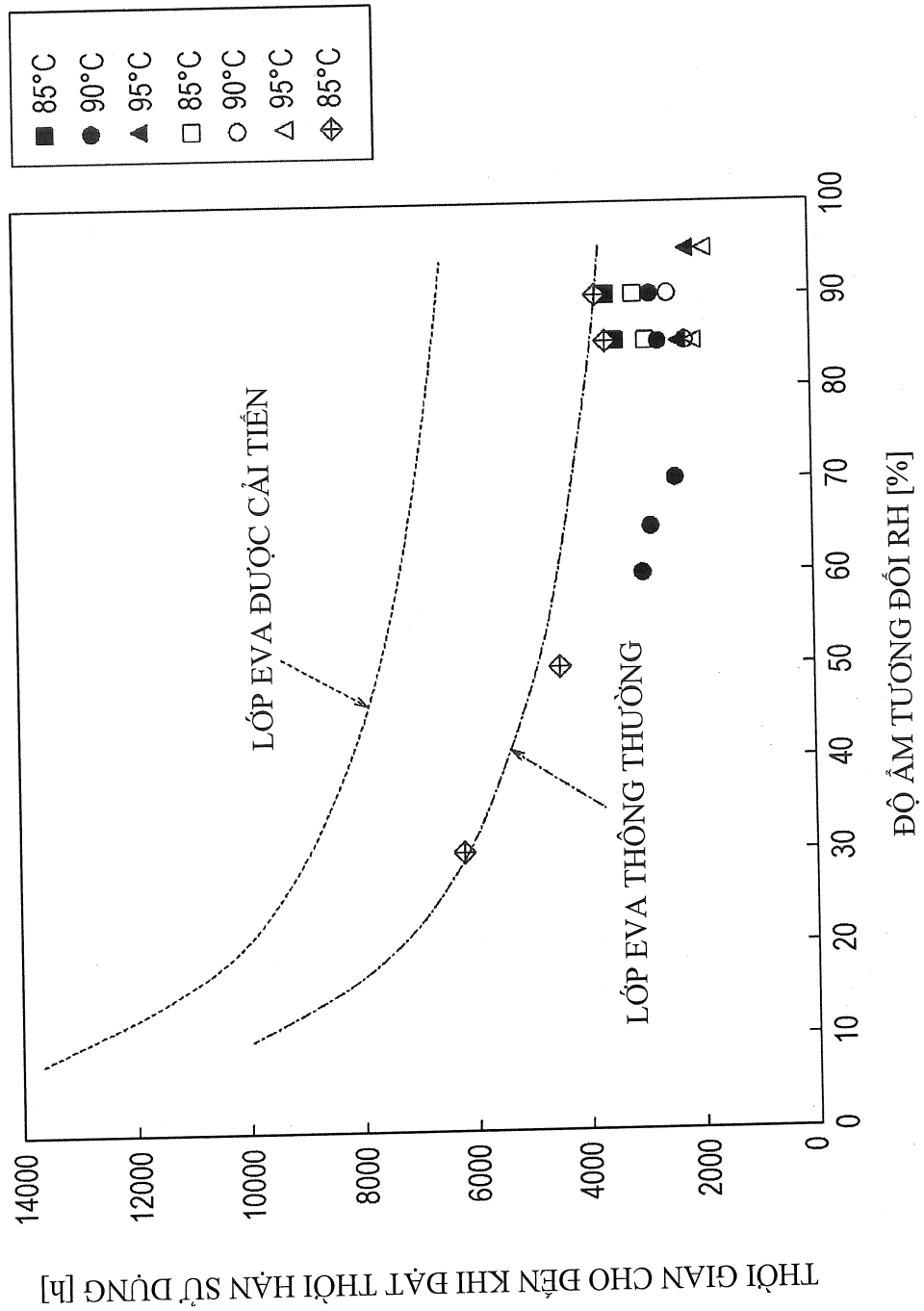


Fig.17

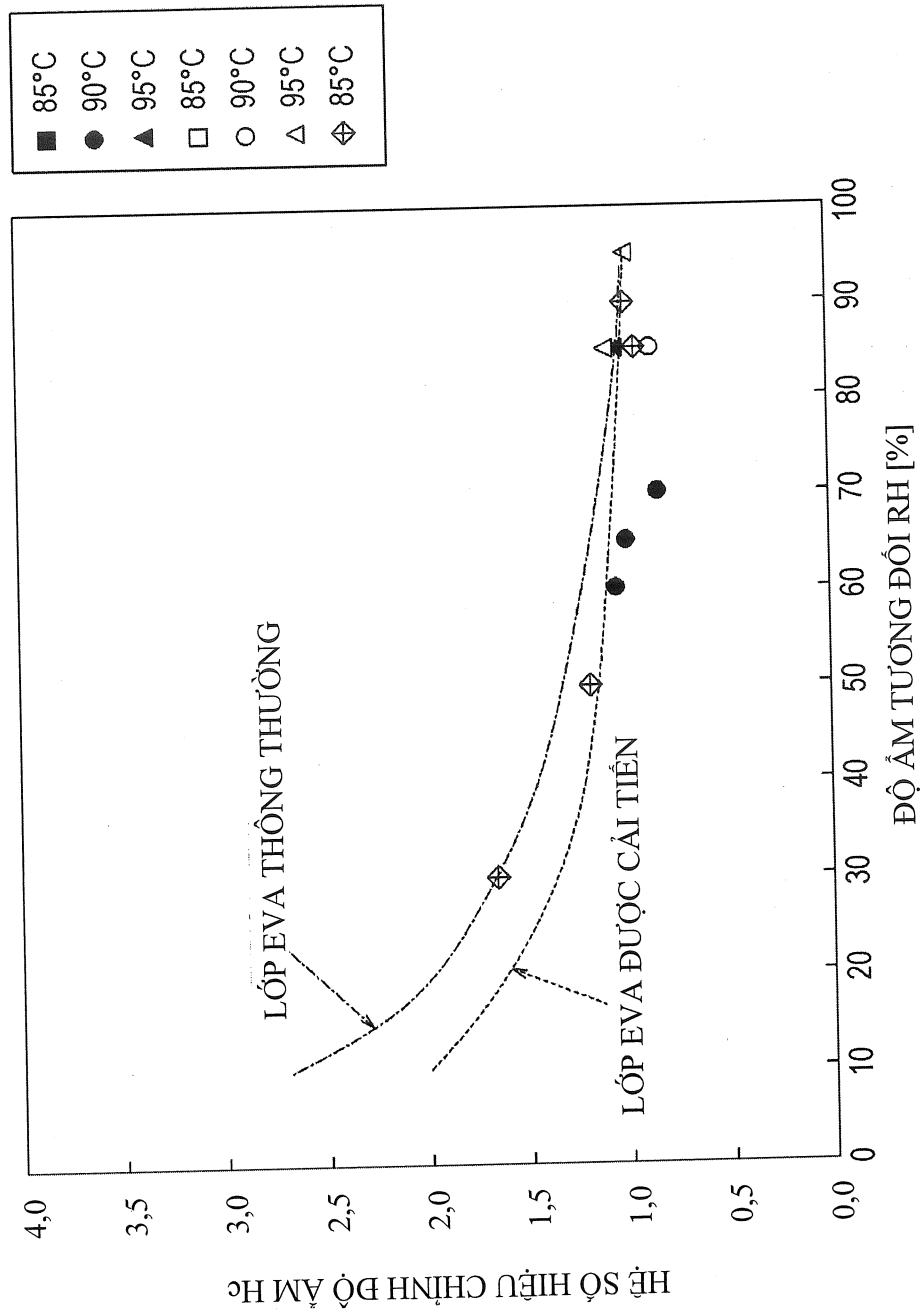


Fig.18

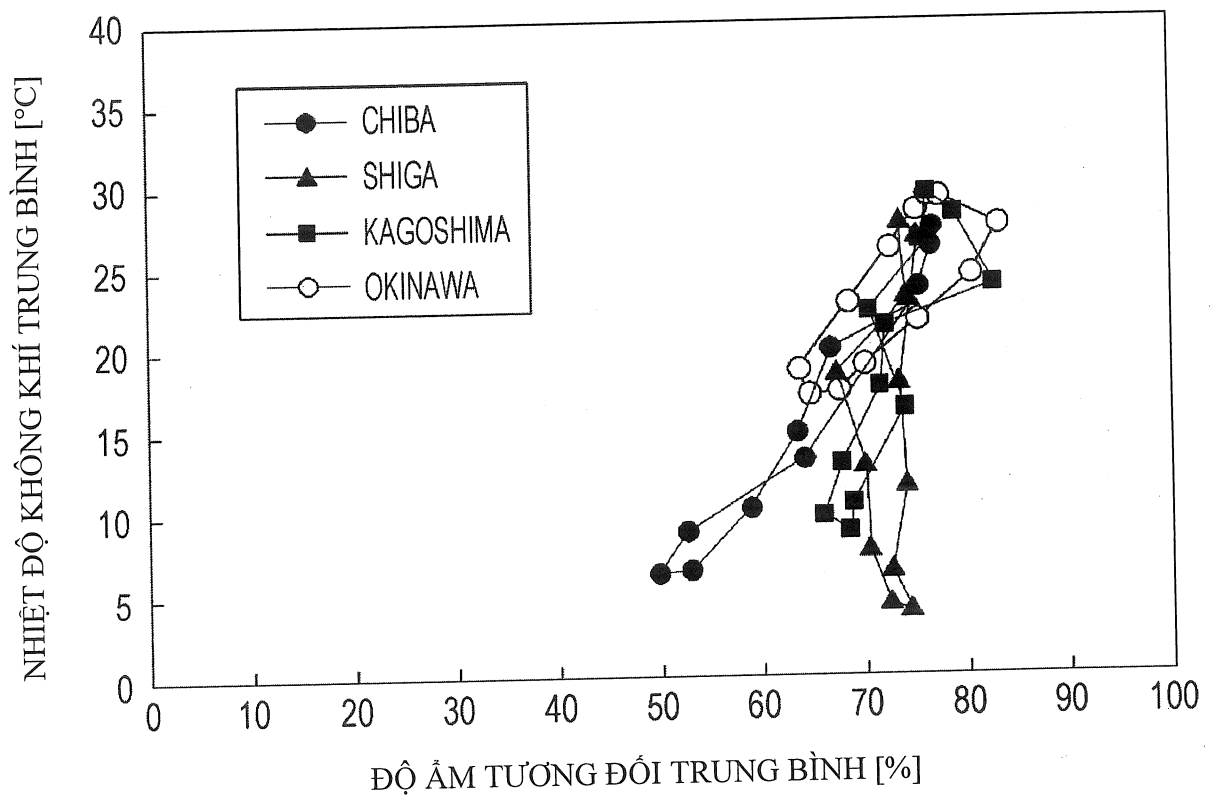


Fig.19

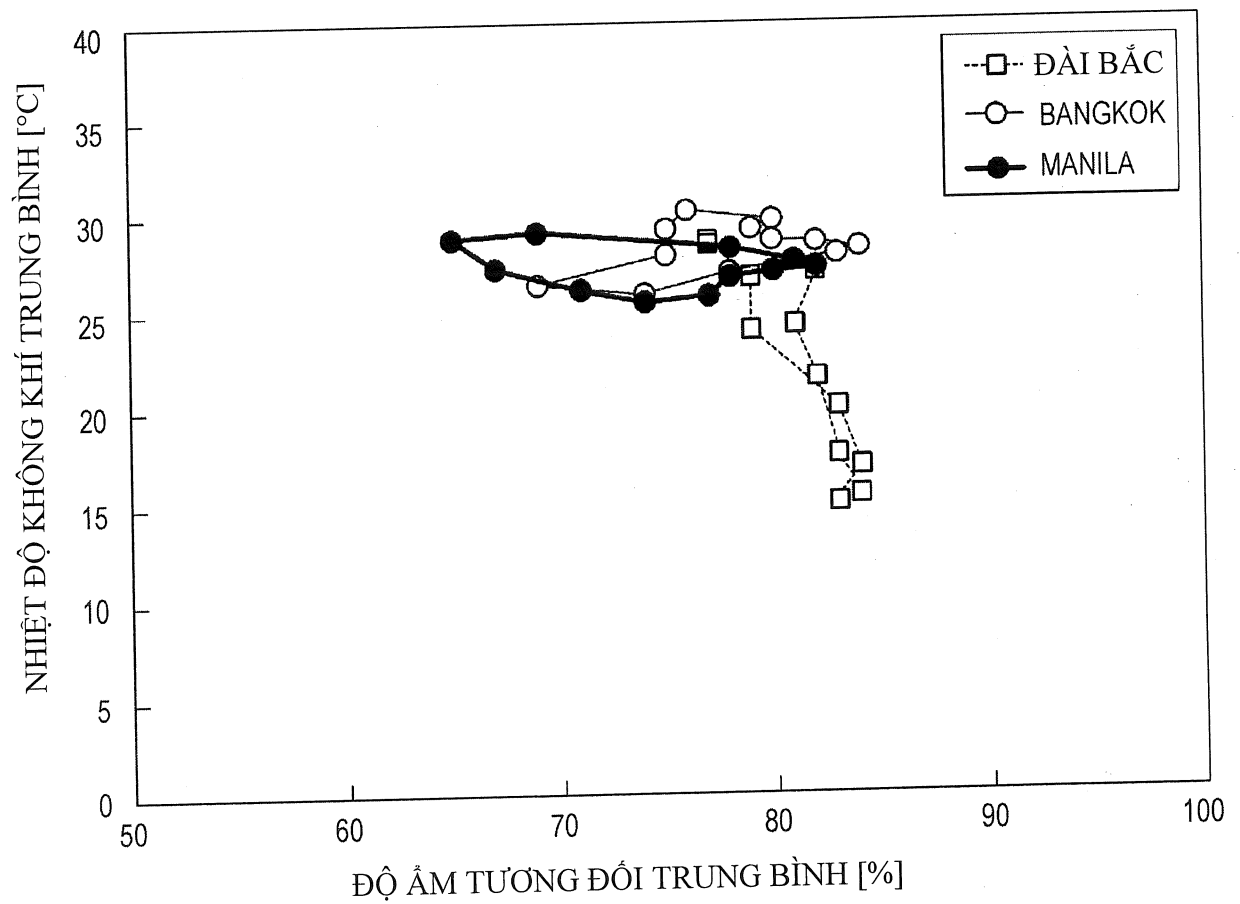


Fig.20

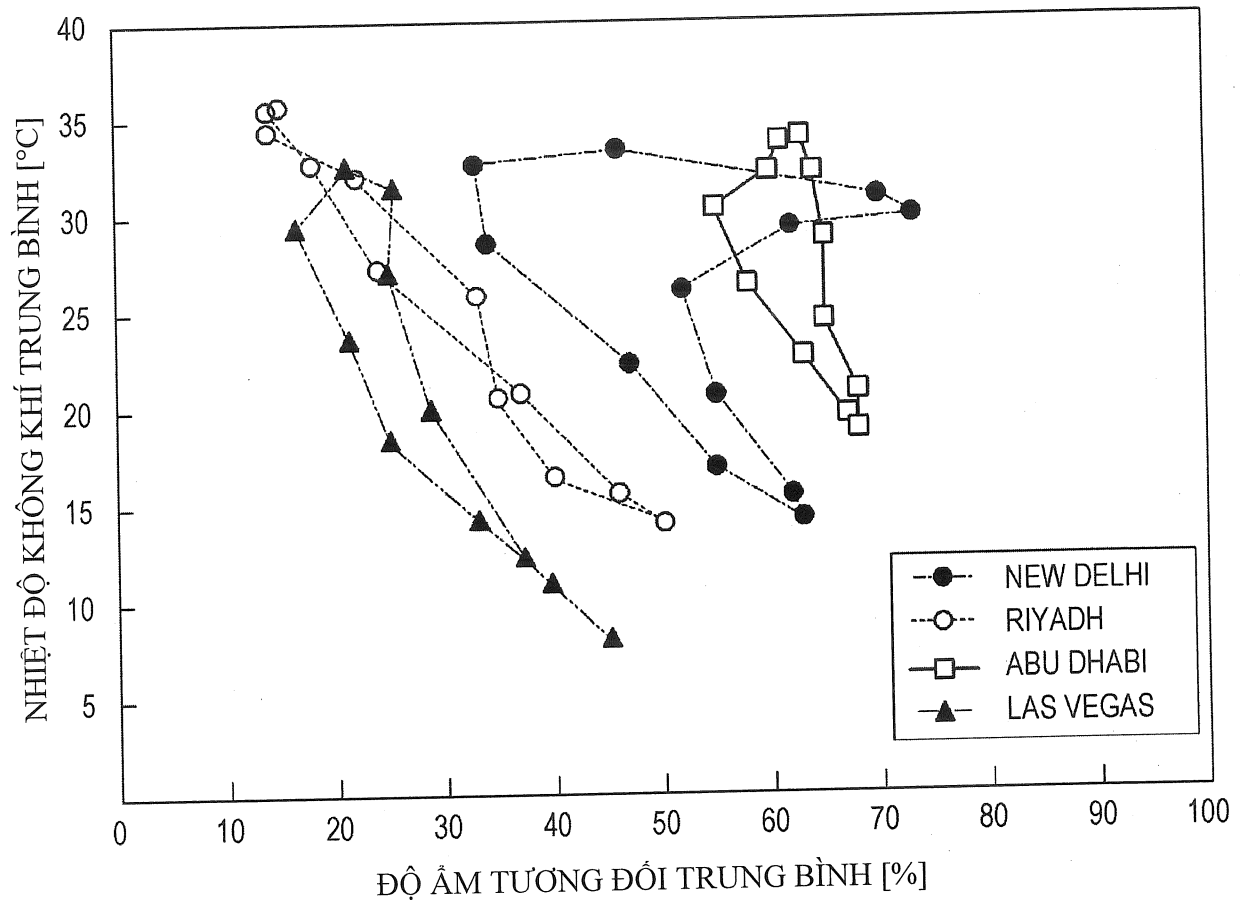


Fig.21

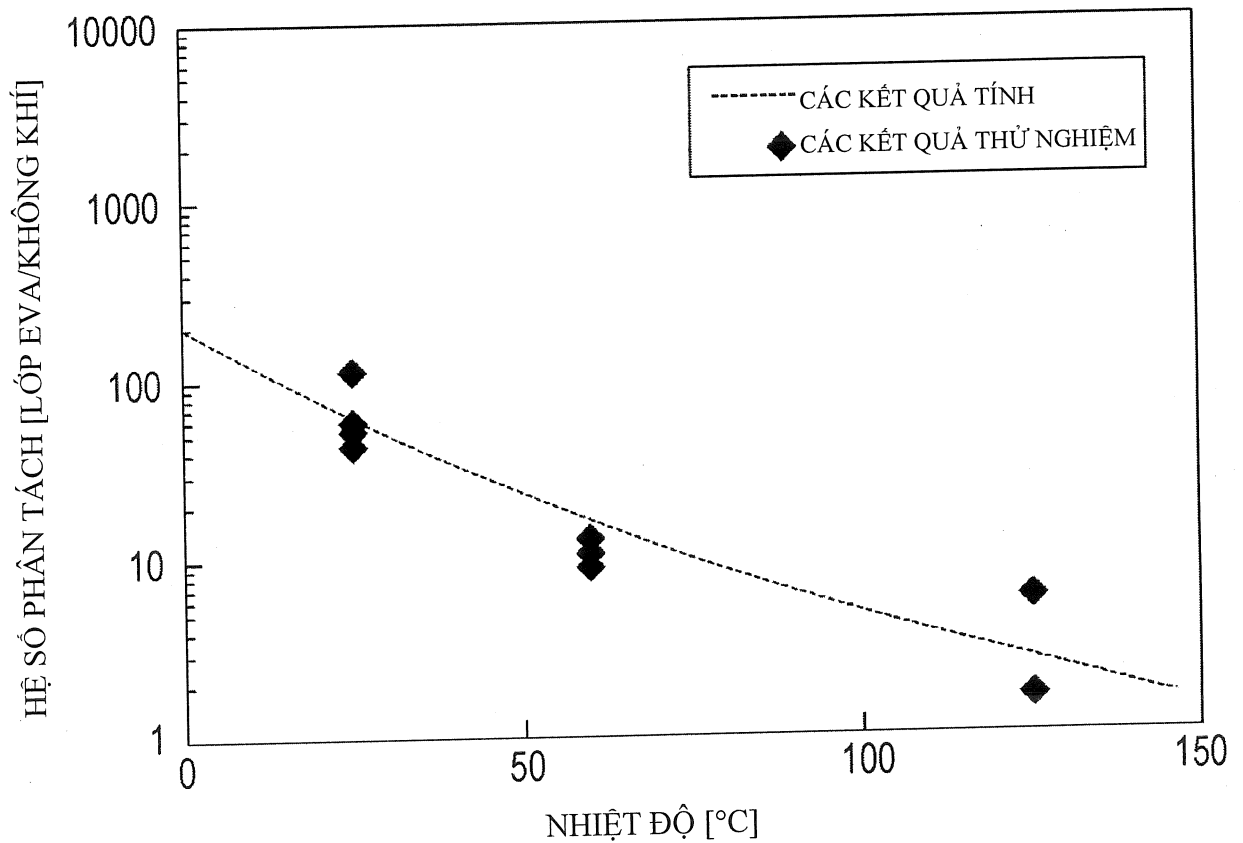


Fig.22

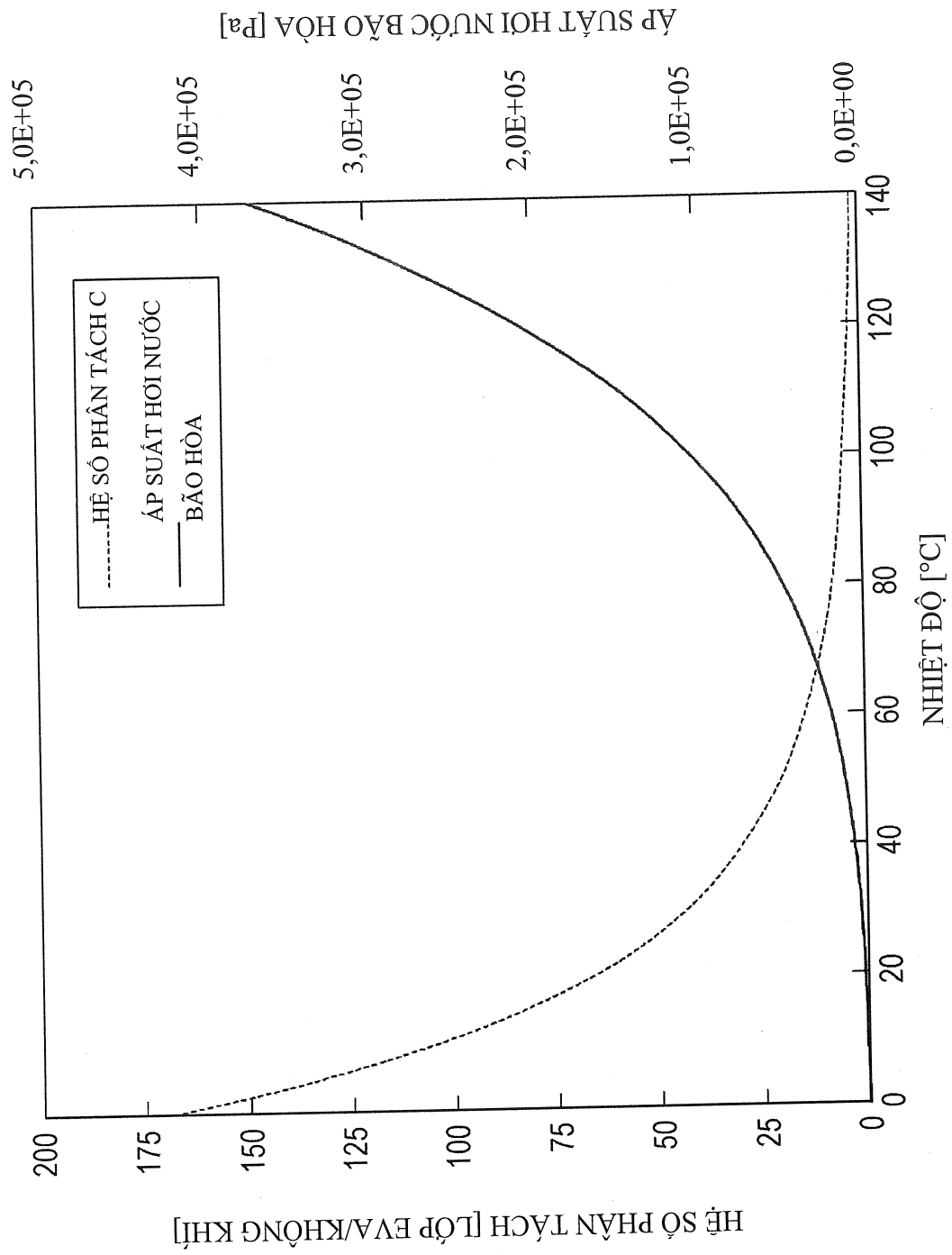


Fig.23

	NỒNG ĐỘ PHÂN TỬ NƯỚC TRONG LỚP EVA
SẢN PHẨM KIỂM TRA Ở ĐỘ ẨM TƯƠNG ĐỐI 95% (NHIỆT ĐỘ 125°C)	TỪ 1 ĐẾN $2 \times 10^{20}/\text{cm}^3$
SẢN PHẨM KIỂM TRA Ở ĐỘ ẨM TƯƠNG ĐỐI 95% (NHIỆT ĐỘ 95°C)	TỪ 5 ĐẾN $8 \times 10^{19}/\text{cm}^3$
SẢN PHẨM ĐƯỢC THU HỒI TỪ KHU VỰC Ở NHẬT BẢN	TỪ 3 ĐẾN $5 \times 10^{19}/\text{cm}^3$

Fig.24

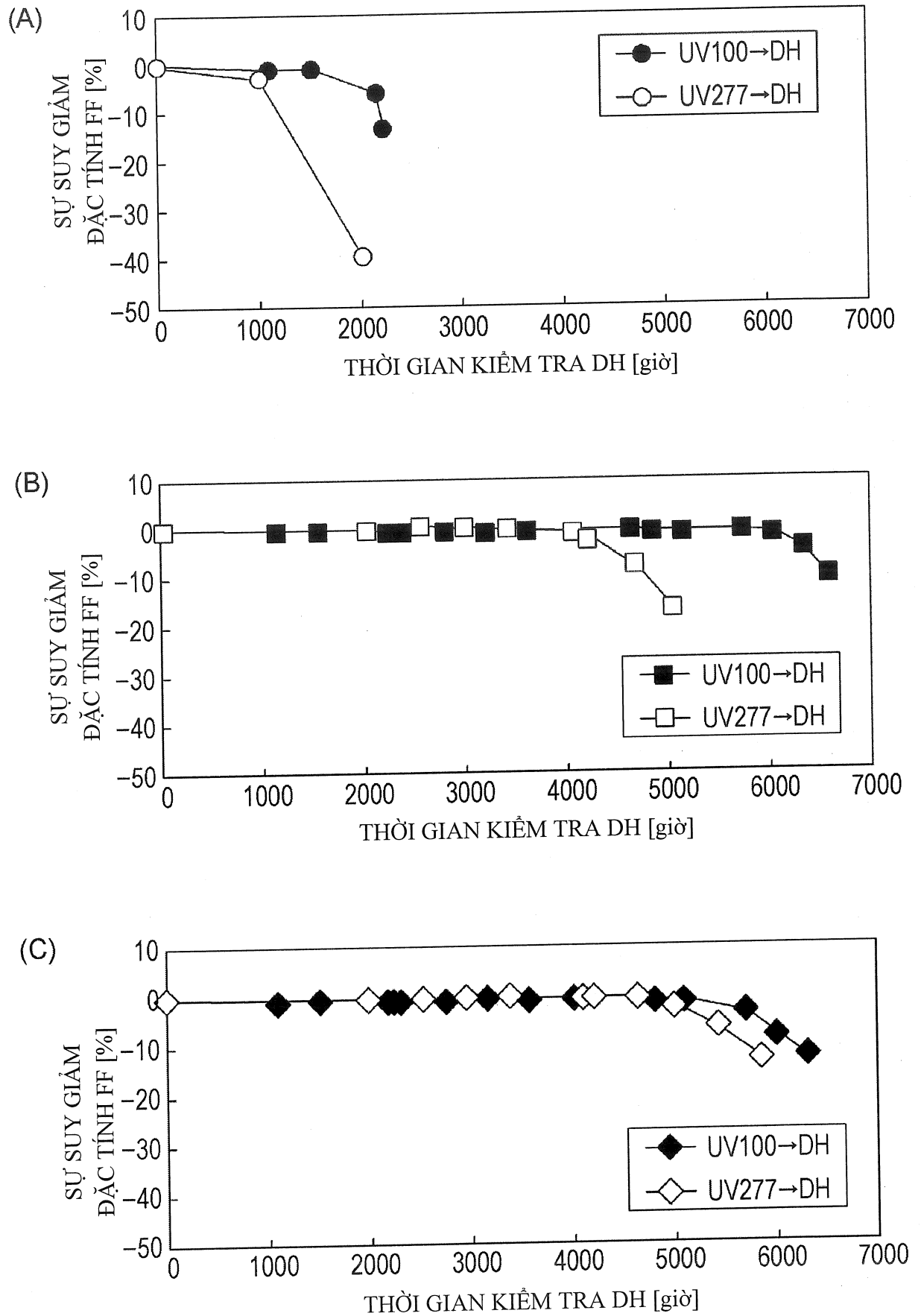


Fig.25

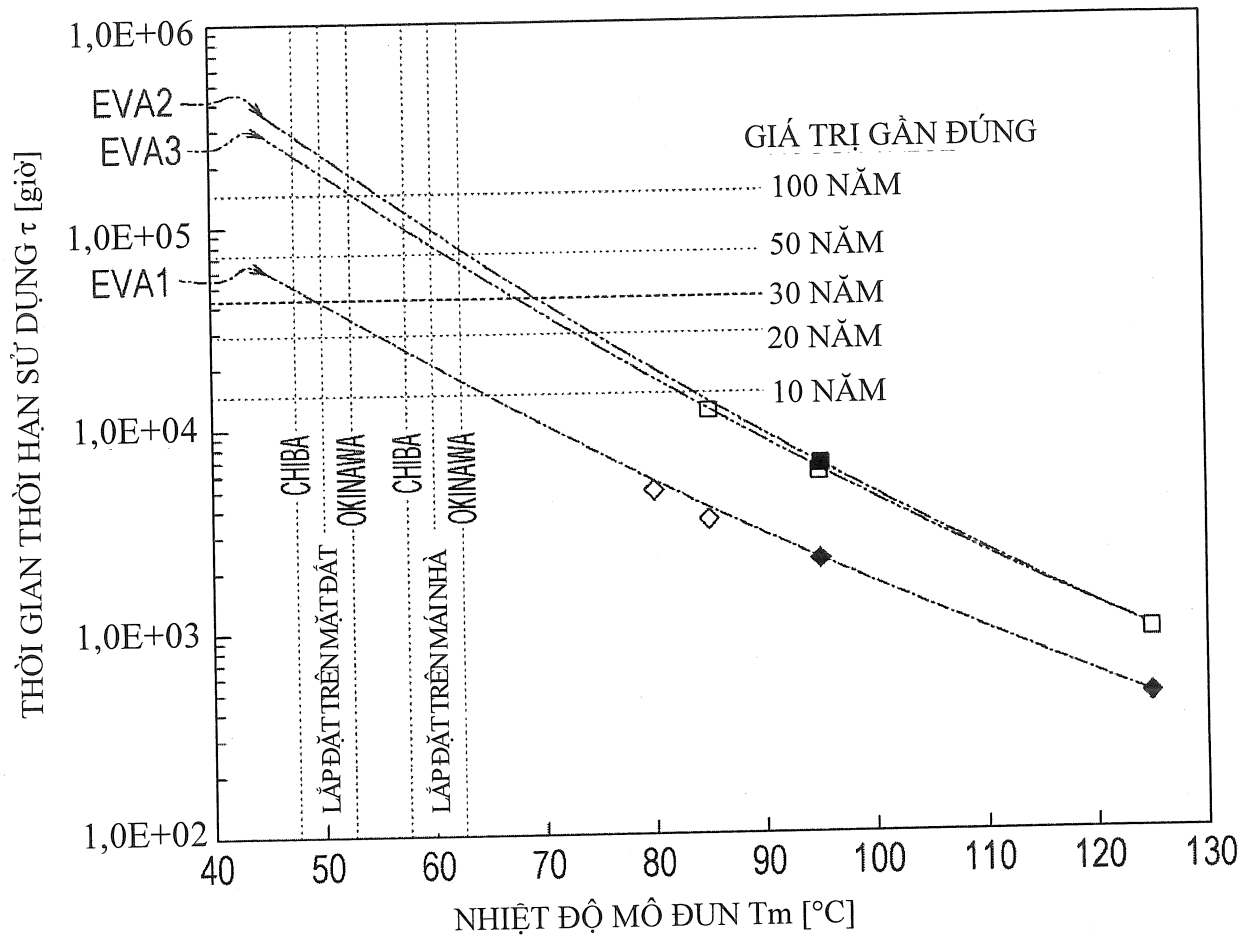


Fig.26

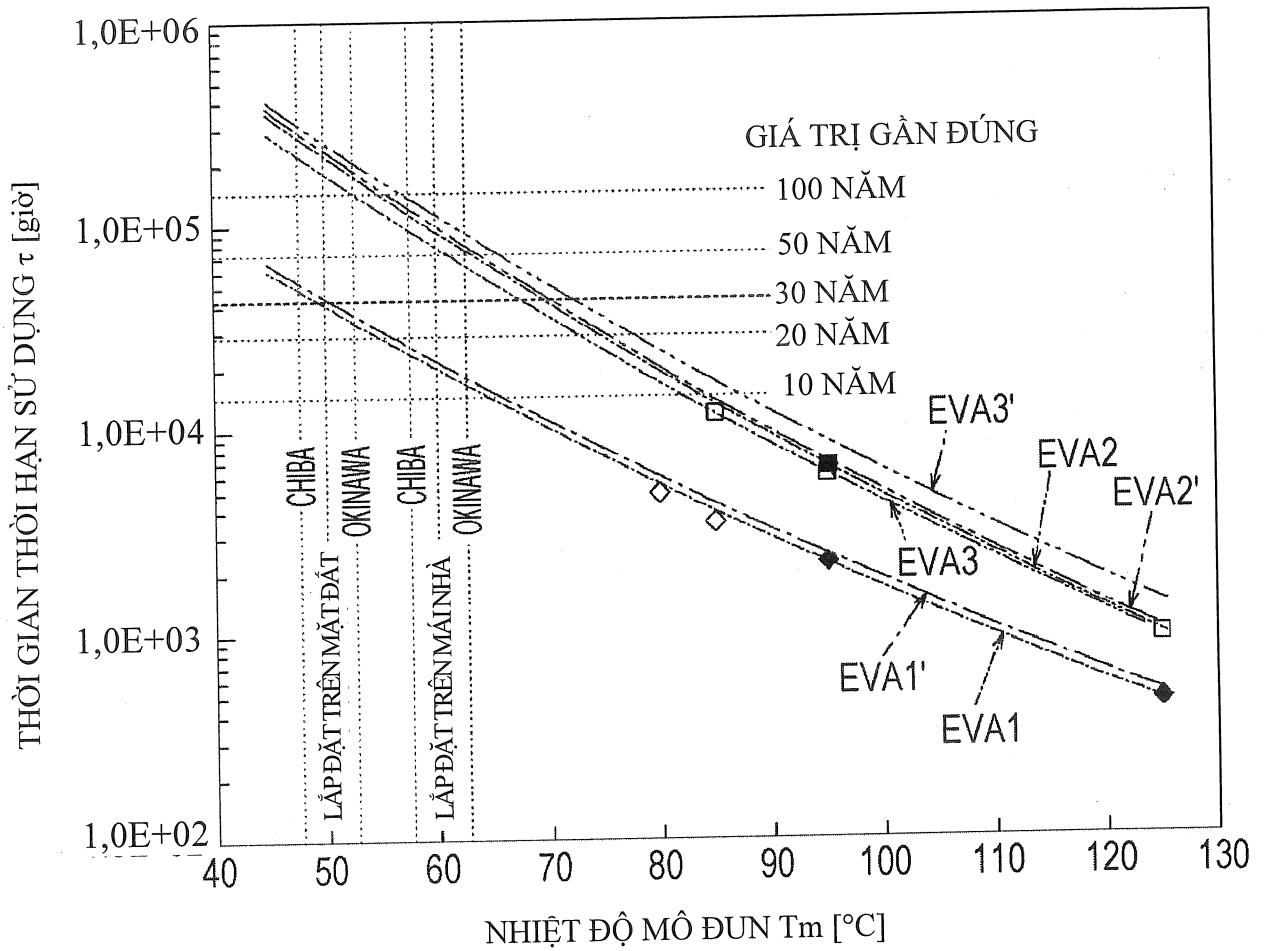


Fig.27

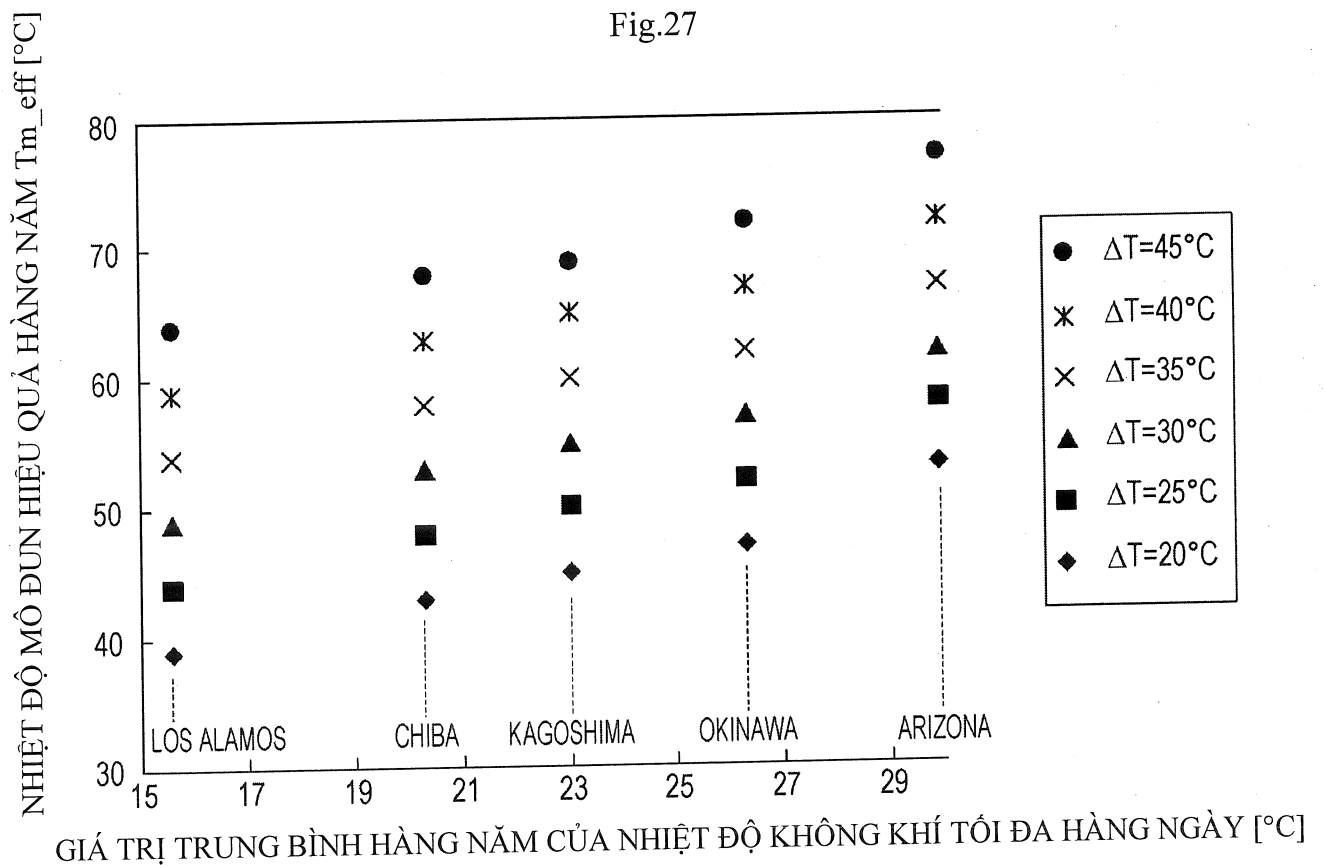


Fig.28

LƯỢNG BỨC XẠ (1) THU ĐƯỢC BẰNG CÁCH THỰC HIỆN KIỂM TRA DH TRÊN SẢN PHẨM BAN ĐẦU TRONG α [GIỜ]	
LƯỢNG BỨC XẠ (3) CỦA SẢN PHẨM ĐƯỢC THU HỒI ĐƯỢC LẮP ĐẶT Ở KHU VỰC TRONG X [NĂM]	LƯỢNG BỨC XẠ (2) THU ĐƯỢC BẰNG CÁCH THỰC HIỆN KIỂM TRA DH TRÊN SẢN PHẨM ĐƯỢC THU HỒI TRONG β [GIỜ]

Fig.29

LƯỢNG BỨC XẠ (1) THU ĐƯỢC BẰNG CÁCH THỰC HIỆN KIỂM TRA DH TRÊN SẢN PHẨM BAN ĐẦU TRONG α [GIỜ]	
LƯỢNG BỨC XẠ (3) CỦA SẢN PHẨM ĐƯỢC THU HỒI ĐƯỢC LẮP ĐẶT Ở KHU VỰC TRONG X [NĂM]	LƯỢNG BỨC XẠ (2) THU ĐƯỢC BẰNG CÁCH THỰC HIỆN KIỂM TRA DH TRÊN SẢN PHẨM ĐƯỢC THU HỒI TRONG β [GIỜ]
LƯỢNG BỨC XẠ (5) TRONG Z [NĂM] TỪ KIỂM TRA UV TRÊN SẢN PHẨM BAN ĐẦU	LƯỢNG BỨC XẠ (4) THU ĐƯỢC BẰNG CÁCH THỰC HIỆN KIỂM TRA DH LIÊN TIẾP ĐỐI VỚI KIỂM TRA TIA UV TRONG γ [GIỜ]
LƯỢNG BỨC XẠ TIA UV (6) Ở KHU VỰC	LƯỢNG BỨC XẠ NHIỆT ẨM (7) Ở KHU VỰC

Fig.30

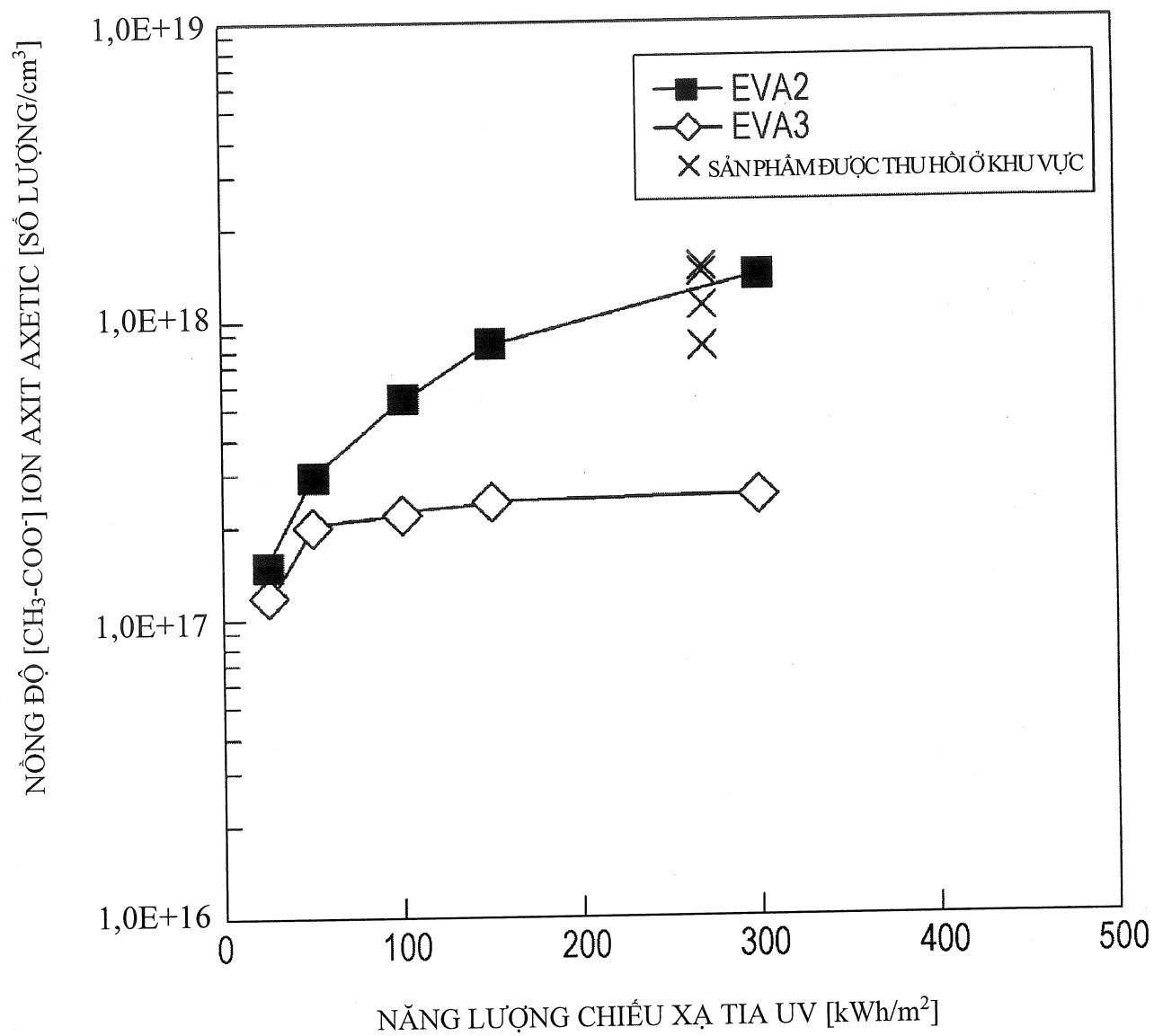


Fig.31

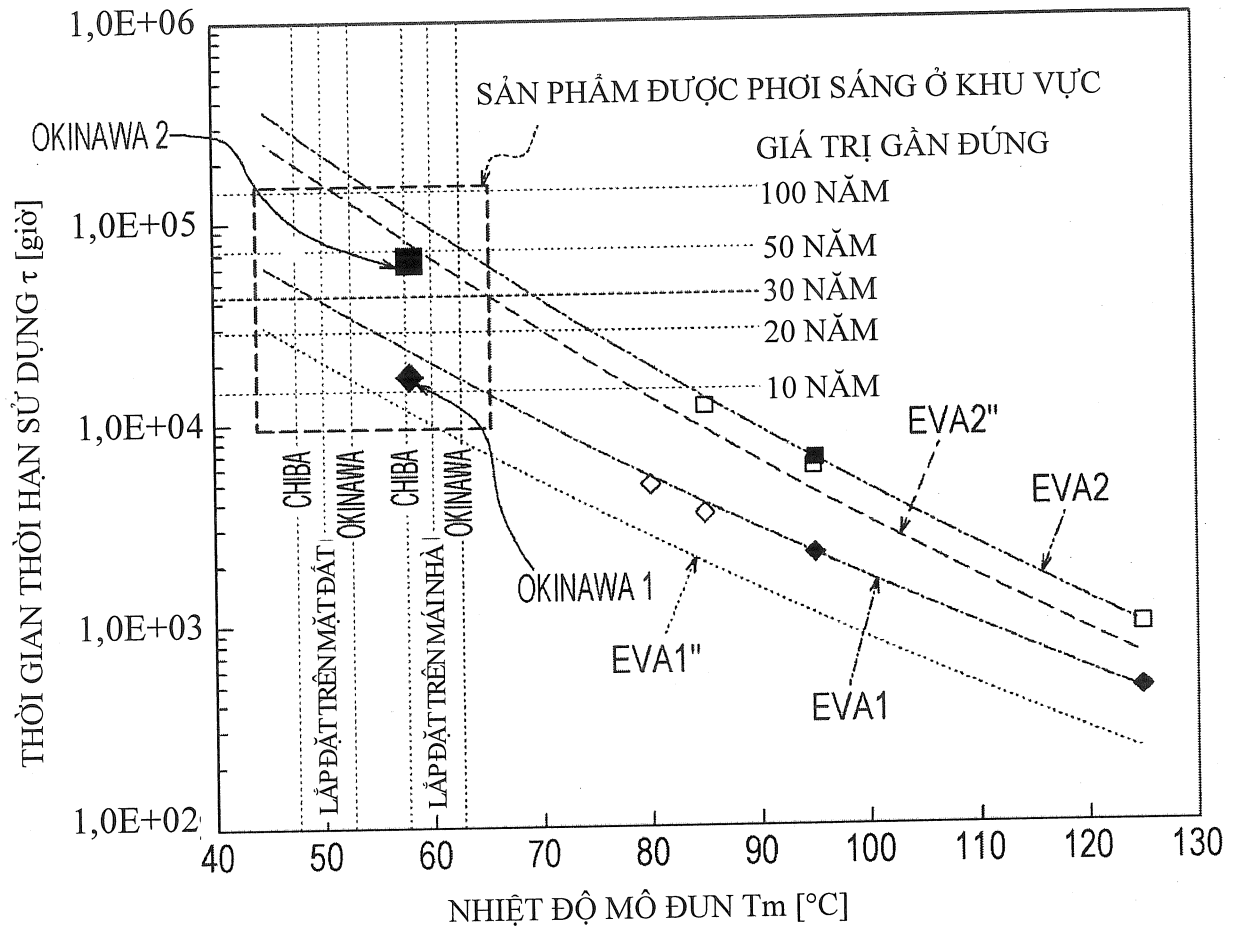


Fig.32

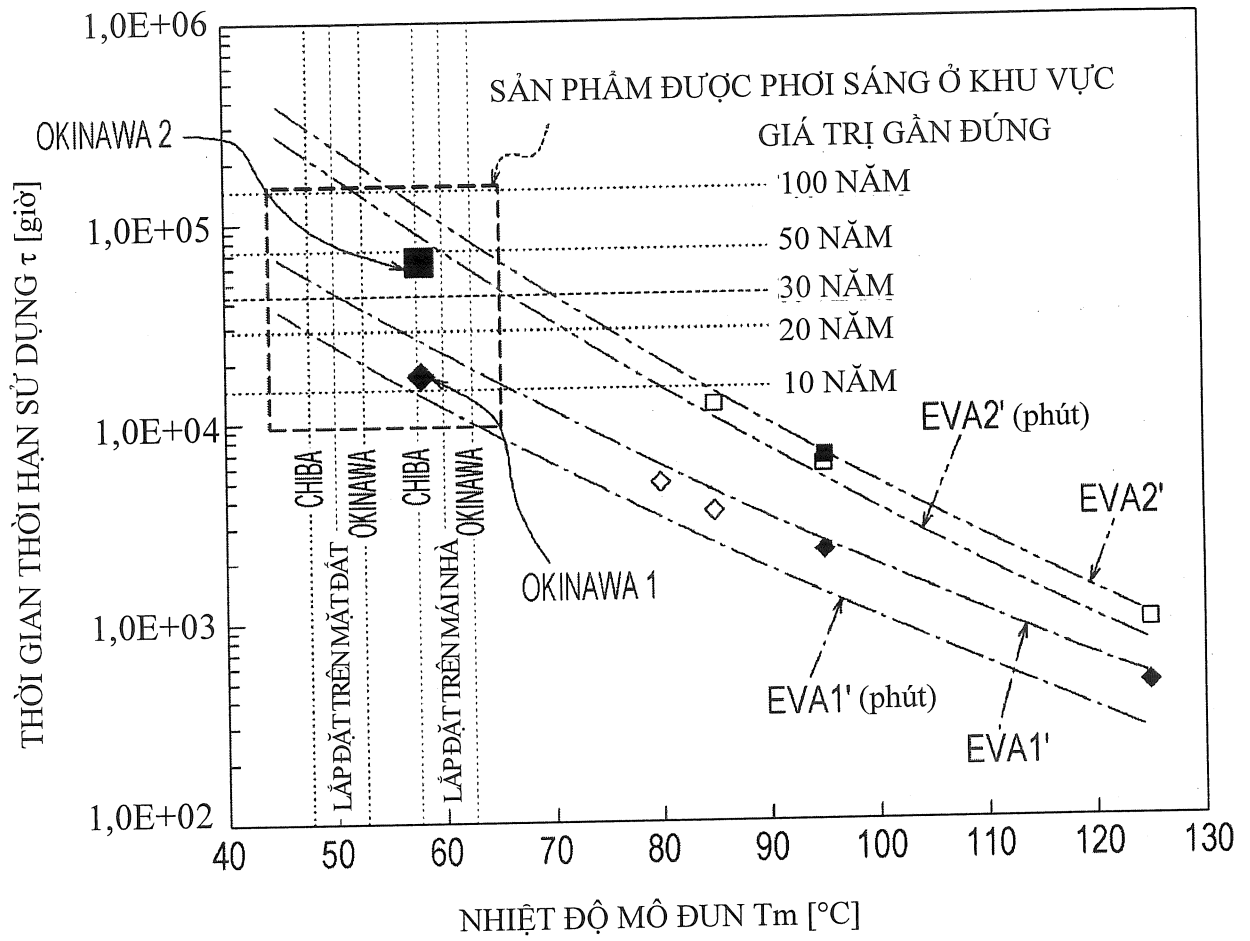


Fig.33

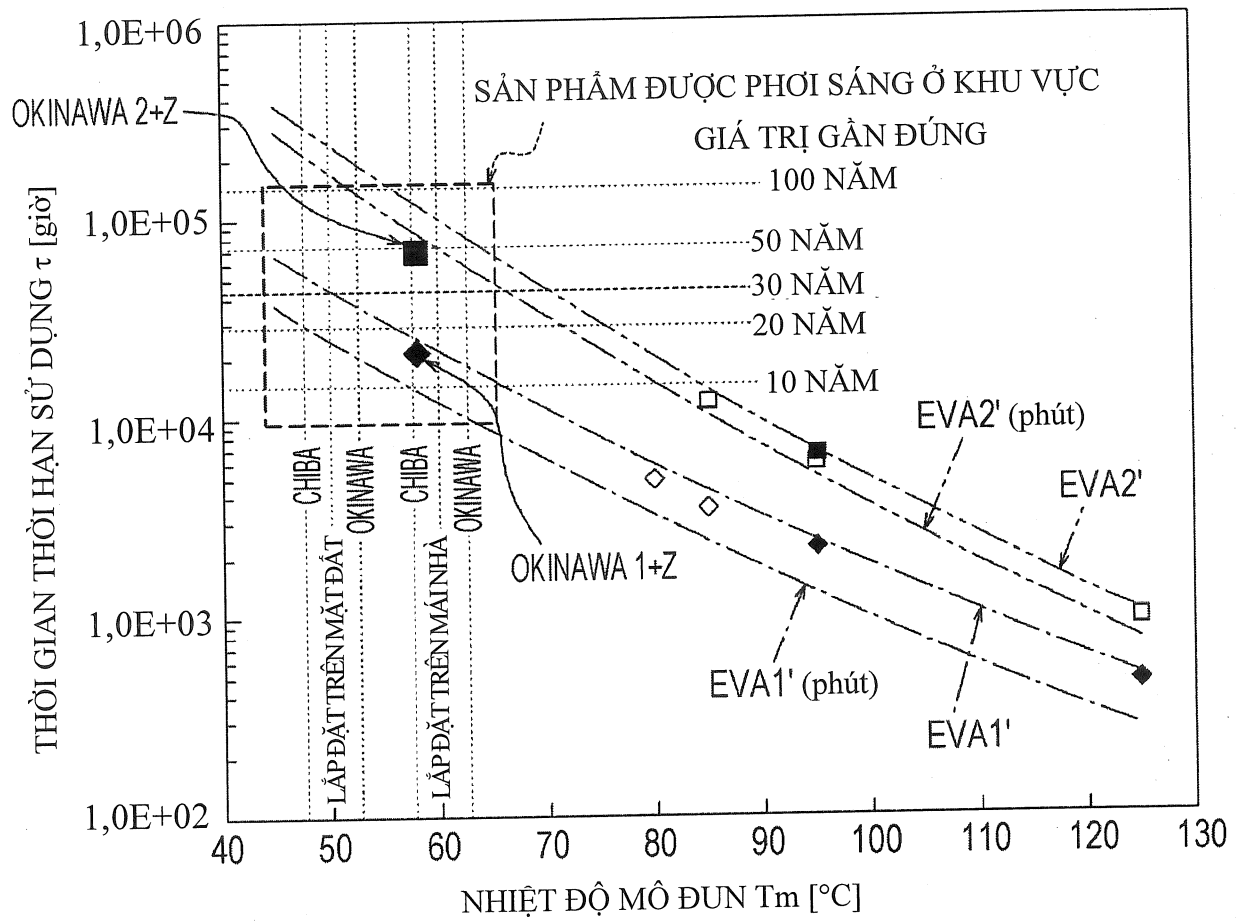


Fig.34

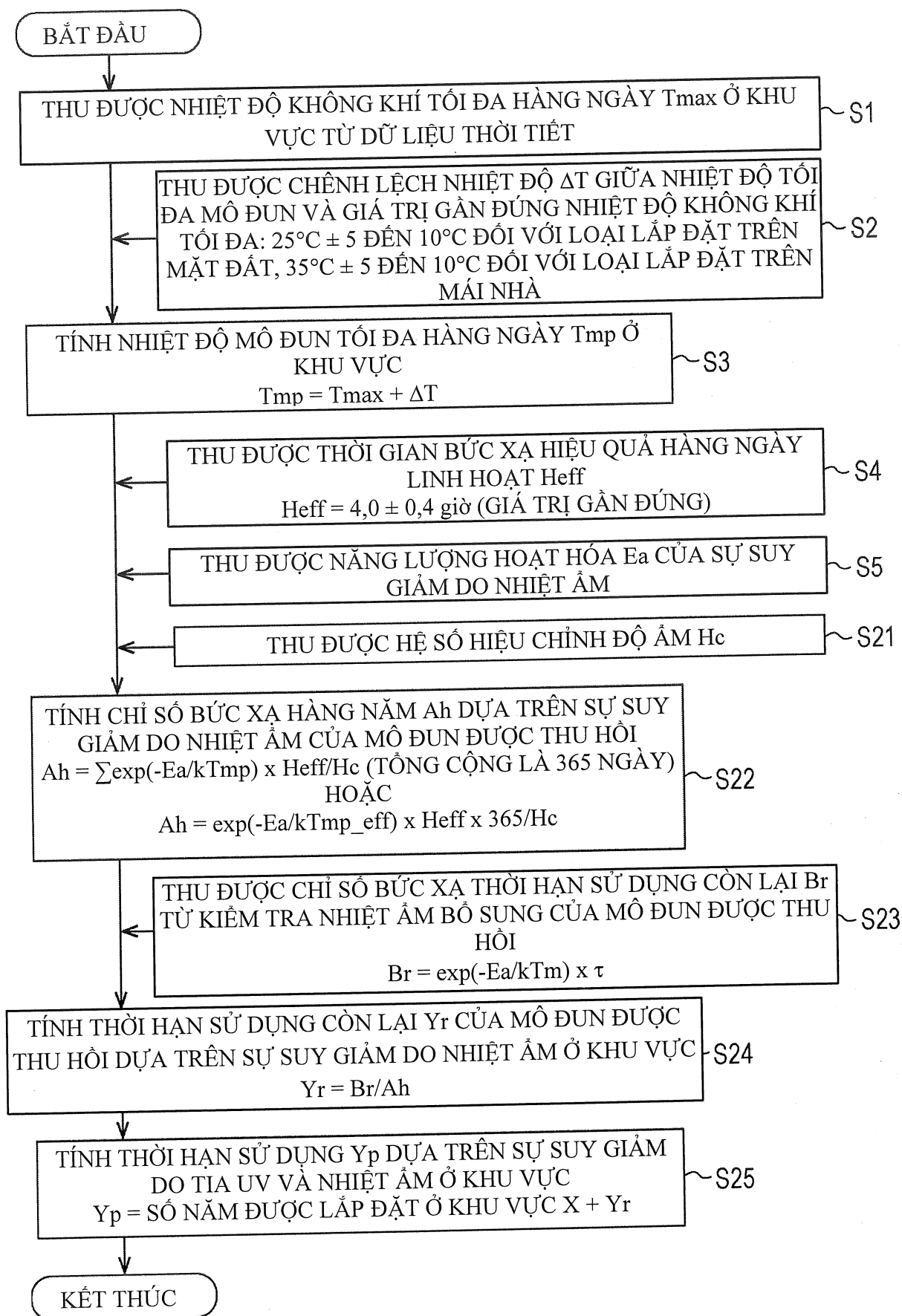


Fig.35