

XÁC ĐỊNH KẾ HOẠCH VẬN HÀNH CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN ẢO TRONG THỊ TRƯỜNG NGÀY TỚI CÓ XÉT ĐẾN CÁC KỊCH BẢN SẠC XE ĐIỆN

DETERMINING THE VIRTUAL POWER PLANT'S OPTIMAL SCHEDULE IN THE DAY-AHEAD MARKET CONSIDERING SCENARIOS OF CHARGING ELECTRIC VEHICLES

Nguyễn Hồng Nhung*, Đặng Minh Quân, Vũ Minh Phúc, Lê Thị Thu Hà, Đào Trọng Hiếu

Trường Điện-Điện tử, Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, Việt Nam¹

*Tác giả liên hệ / Corresponding author: nhung.nguyenhong1@hust.edu.vn

(Nhận bài / Received: 09/4/2024; Sửa bài / Revised: 03/5/2024; Chấp nhận đăng / Accepted: 06/5/2024)

Tóm tắt - Hiện nay, mô hình nhà máy điện ảo (VPP) đã được xây dựng để đáp ứng sự tăng trưởng của năng lượng tái tạo (RES). Bài báo này nghiên cứu mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên hai bậc để tối đa lợi nhuận của VPP trong thị trường điện ngày tới có xét đến tính bất định của RES và phụ tải. Mô hình VPP này gồm các nguồn điện mặt trời (PV), nguồn điện gió (WP), pin lưu trữ năng lượng (ESS), trạm sạc xe điện (EV) và phụ tải. Đường cong nhu cầu sạc EV được xây dựng dựa trên xác suất xe đến sạc trong từng khoảng thời gian. Các chương trình điều phối kế hoạch sạc được đưa ra để vừa đảm bảo lợi nhuận cho VPP vừa thỏa mãn nhu cầu của khách hàng. Khách hàng chấp nhận lùi kế hoạch sạc sẽ được trả tiền tương ứng với độ chậm trễ mà họ phải chịu. Mức tiền trả cho khách hàng được tính toán để cho VPP vẫn có lợi nhuận. Kết quả này đặc biệt ý nghĩa khi tỷ trọng EV ngày càng cao và gây áp lực cho hệ thống điện.

Từ khóa - Thị trường điện ngày tới; trạm sạc xe điện; năng lượng tái tạo (RES); tối ưu hóa ngẫu nhiên; nhà máy điện ảo (VPP).

1. Giới thiệu chung

Sự thâm nhập ngày càng cao của các nguồn điện phân tán và các nguồn năng lượng tái tạo trong hệ thống điện đã tạo ra những thách thức về kiểm soát trong mạng lưới, đòi hỏi phải có sự quản lý phối hợp các nguồn năng lượng này. Các nhà máy điện ảo (VPP) ra đời đã giải quyết được những thách thức này ở mức độ đáng kể [1]. Khái niệm VPP bắt đầu xuất hiện lần đầu tiên vào khoảng những năm 1990 và ngày càng phổ biến cùng với sự phát triển nhanh chóng của ngành năng lượng [2].

VPP là một mạng lưới các nguồn năng lượng phân tán DER, các hệ thống lưu trữ ESS và phụ tải linh hoạt. VPP tổng hợp nhiều đơn vị phát điện có kích thước nhỏ khác nhau để tạo thành VPP được vận hành như một nhà máy điện thông thường và có thể tham gia vào thị trường điện bán buôn. Theo [3], VPP được chia làm 2 loại: VPP thương mại (CVPP - Commercial Virtual Power Plant) và VPP kỹ thuật (TVPP - Technical Virtual Power Plant). TVPP cung cấp các dịch vụ phụ trợ cho nhà vận hành lưới điện truyền tải bằng cách kiểm soát mức điện áp và tần số của hệ thống, từ đó cải thiện chất lượng hệ thống cung cấp điện. Trong khi TVPP xét đến các ràng buộc của lưới điện thì CVPP về cơ bản lại tập trung hoạt động vào việc tham gia thị trường điện bằng việc tối ưu hóa sản xuất, lập kế hoạch để thu được lợi nhuận tối đa. Tuy nhiên, 2 loại VPP đều hướng tới

Abstract - Nowadays, the Virtual Power Plant (VPP) model has been developed to meet the growth of Renewable Energy Sources (RES). This paper utilizes a two-stage stochastic optimization model to maximize the VPP's profit in the Day-Ahead market, considering the uncertainty of RES and demand. The VPP includes Photovoltaic Plants (PV), Wind Power Plants (WP), Energy Storage Systems (ESS), Electric Vehicle (EV) charging stations, and load. The EV charging demand curve is built based on the probability of EVs arriving at the charging station each time interval. In addition, programs regulating EV charging time are proposed to increase VPP's profit while meeting customers' needs. Customers who accept postponing the charging plan will be paid for the delay they must endure. The amount paid to customers is also calculated so that VPP remains profitable. This result is significant in the context of the increasing EV ratio, which puts pressure on the power system.

Key words - Day-ahead market; EV charging station; renewable energy sources (RES); stochastic optimization programming; Virtual Power Plant (VPP).

một mục tiêu chung là tìm ra giải pháp nhằm giúp VPP thu về lợi nhuận tối đa trong các thị trường mà nó tham gia, đặc biệt là thị trường ngày tới (DA - Day-ahead) [4].

Các nghiên cứu [5]–[10] đã đưa ra các mô hình tính tối ưu hóa để có thể tối đa lợi nhuận của VPP trong thị trường DA. Trong những nghiên cứu này, người vận hành VPP sẽ dự báo công suất của các RES, nhu cầu phụ tải, đồng thời dự báo giá thị trường, từ đó lập kế hoạch mua/bán cho VPP trong thị trường DA cũng như lên kế hoạch vận hành cho từng nguồn trong VPP. Tuy nhiên, việc dự báo chính xác các thông số nói trên là không khả thi, từ đó dẫn đến kế hoạch vận hành đã định trước sẽ có nguy cơ không thực hiện được do số liệu thực tế sai khác quá nhiều so với số liệu dự báo. Điều này dẫn đến VPP phải chịu phí phạt từ thị trường. Do đó, cần thiết phải sử dụng mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên để xét đến các tham số bất định. Ví dụ, các nghiên cứu [8], [9] đã giới thiệu mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên hai lớp có xét đến tính bất định của RES. Trong đó, thay vì sử dụng trực tiếp số liệu dự báo, người vận hành VPP sẽ xây dựng các kịch bản ngẫu nhiên từ số liệu dự báo và sai số dự báo, mỗi kịch bản ngẫu nhiên lại có một xác suất tương ứng. Kế hoạch vận hành tối ưu của VPP sẽ được xác định dựa vào các kịch bản ngẫu nhiên này.

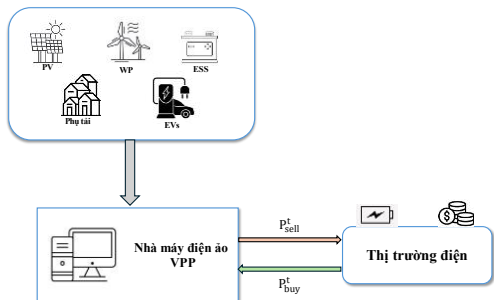
Bài báo này xác định kế hoạch vận hành cho một CVPP có chứa RES, ESS, trạm sạc EV và phụ tải địa phương. Mô

¹ School of Electrical and Electronic Engineering, Hanoi University of Science and Technology, Vietnam (Nguyễn Hồng Nhung, Đặng Minh Quân, Vũ Minh Phúc, Lê Thị Thu Hà, Đào Trọng Hiếu)

hình tối ưu hóa ngẫu nhiên hai bậc (Two-stage optimization model) được sử dụng để xét đến các tham số bất định gồm có nhu cầu phụ tải địa phương và công suất phát khả dụng của các RES. Điểm mới trong nghiên cứu này là đường cong công suất sạc EV được xây dựng từ mô hình tạo kịch bản ngẫu nhiên (Artificial Scenario Generator model) [11], [12] và xác suất EV đến sạc trong từng khoảng thời gian. Nghiên cứu này cũng đưa ra các chương trình điều chỉnh thời gian sạc bằng cách trả chi phí để người sử dụng tránh sạc vào giờ cao điểm, từ đó đánh giá cơ hội thu lợi nhuận của CVPP khi áp dụng các chương trình điều chỉnh đó.

2. Giới thiệu mô hình

2.1. Mô hình CVPP trong thị trường điện



Hình 1. Mô hình CVPP trong thị trường điện ngày tới

Bài báo này tập trung vào việc xác định kế hoạch vận hành tối ưu của một mô hình CVPP nhằm tối đa hóa lợi nhuận của nó trong thị trường điện. Giả thiết rằng CVPP chỉ có kích cỡ nhỏ dẫn đến kế hoạch mua/bán điện của CVPP không ảnh hưởng nhiều đến giá thị trường, hay nói cách khác, CVPP chỉ đóng vai trò là đơn vị chấp nhận giá thị trường (price-taker). Với giả thiết này thì người điều hành CVPP cần phải dự báo giá thị trường điện ngày tới (DA clearing price), từ đó xây dựng chiến lược giao dịch cho CVPP trong thị trường DA, cũng như tính toán kế hoạch vận hành của từng nhà máy/khách hàng tham gia vào CVPP. Mô hình CVPP trong bài báo được giả thiết bao gồm PV, WP, trạm sạc EV và phụ tải địa phương (Hình 1). Tùy theo mức chênh lệch giữa công suất nguồn và phụ tải địa phương ở từng thời điểm mà CVPP có thể tham gia vào thị trường DA với vai trò là người mua hoặc người bán. Nếu công suất phát của các nguồn trong CVPP dư ra so với nhu cầu phụ tải thì CVPP có thể bán lượng điện dư thừa ra thị trường nhằm thu lợi nhuận. Ngược lại, nếu điện năng sản xuất ra không đủ đáp ứng nhu cầu phụ tải thì CVPP có thể mua điện từ thị trường để bù vào lượng điện thiếu hụt đó. Việc tích hợp ESS cũng giúp cho bài toán vận hành CVPP trở nên linh hoạt hơn đồng thời CVPP có thể thu được lợi nhuận từ việc giao dịch chênh lệch giá (energy arbitrage).

2.2. Mô hình bài toán

Ở trong phần này, một mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên hai bậc sẽ được giới thiệu để tính toán kế hoạch vận hành cho CVPP có xét đến các tham số ngẫu nhiên như: công suất phát khả dụng của RES, nhu cầu phụ tải địa phương, và nhu cầu sạc EV. Các biến bậc một của mô hình chính là kế hoạch mua/bán của CVPP trong thị trường DA trong khi các biến bậc 2 là các thông số vận hành khác của CVPP, như công suất sạc/xả của ESS hoặc công suất đầu ra của

RES. Bằng cách sử dụng phương pháp Monte Carlo, các kịch bản ngẫu nhiên của các tham số bất định bao gồm PV, WP và phụ tải địa phương được tạo ra để tối ưu công suất mua/bán của CVPP trong thị trường DA, đồng thời đảm bảo được độ tin cậy của kế hoạch vận hành khi số liệu thực tế sai khác với số liệu dự báo. Bên cạnh đó, bộ mô phỏng thời gian sạc EV được giới thiệu trong [12] được sử dụng để xây dựng đường cong nhu cầu sạc EV trong khu vực, giúp cho người vận hành dễ dàng đánh giá được sự tham gia của EV trong quá trình vận hành của VPP.

Giả thiết rằng chi phí vận hành RES và ESS là không đáng kể, đồng thời cũng giả thiết các khách hàng trong CVPP được mua điện với một mức giá cố định. Khi đó, hàm mục tiêu của mô hình chỉ xét đến chi phí mua/lợi nhuận bán điện trong thị trường DA như trong biểu thức (1) dưới đây.

$$\text{Maximize } \sum_t \lambda_t^{DA} (P_t^{\text{sell}} - P_t^{\text{buy}}) \Delta t \quad (1)$$

Trong đó, P_t^{buy} và P_t^{sell} là công suất mua/bán điện của CVPP trong thị trường DA, λ_t^{DA} là giá mua/bán điện DA tại thời điểm t . Bên cạnh đó, Δt là độ dài của mỗi khoảng thời gian tính toán. Bài báo này xác định kế hoạch vận hành cho từng khoảng thời gian 15 phút, vì vậy $\Delta t = 0,25h$.

Bên cạnh đó, mô hình vận hành CVPP cần đáp ứng được những ràng buộc dưới đây:

- Ràng buộc vận hành của các RES

Ràng buộc (2) và (3) cho thấy, công suất phát của mỗi RES ($P_{s,t}^{\text{PV}}$, $P_{s,t}^{\text{WP}}$) tại thời điểm t trong kịch bản s luôn bị giới hạn bởi số liệu dự báo ($P_{s,t}^{\text{PVFC}}$, $P_{s,t}^{\text{WPFC}}$) và công suất phát tối thiểu được quy định bởi đặc tính kỹ thuật của RES (P_L^{PV} , P_L^{WP}). Ràng buộc (4), (5) cho thấy, công suất phát khả dụng của RES được dùng để phát lên lưới ($P_{s,t}^{\text{PV,Grid}}$, $P_{s,t}^{\text{WP,Grid}}$), cung cấp cho phụ tải địa phương ($P_{s,t}^{\text{PV,Load}}$, $P_{s,t}^{\text{WP,Load}}$) và tích lũy một phần trong ESS ($P_{s,t}^{\text{PV,ESS}}$, $P_{s,t}^{\text{WP,ESS}}$).

$$P_L^{\text{PV}} \leq P_{s,t}^{\text{PV}} \leq P_{s,t}^{\text{PVFC}} \quad (2)$$

$$P_L^{\text{WP}} \leq P_{s,t}^{\text{WP}} \leq P_{s,t}^{\text{WPFC}} \quad (3)$$

$$P_{s,t}^{\text{PV}} = P_{s,t}^{\text{PV,Grid}} + P_{s,t}^{\text{PV,ESS}} + P_{s,t}^{\text{PV,Load}} \quad (4)$$

$$P_{s,t}^{\text{WP}} = P_{s,t}^{\text{WP,Grid}} + P_{s,t}^{\text{WP,ESS}} + P_{s,t}^{\text{WP,Load}} \quad (5)$$

- Ràng buộc vận hành của ESS

Ràng buộc (6), (7) thể hiện công suất sạc $P_{s,t}^{\text{char}}$ và công suất xả $P_{s,t}^{\text{disc}}$ của ESS bị giới hạn bởi công suất định mức $P_{B \max}$. Trong các ràng buộc này, biến nhị phân $b_{s,t}$ thể hiện tại thời điểm t bất kỳ, ESS chỉ có thể sạc hoặc xả. Ràng buộc (8) cho thấy rằng công suất xả của ESS được dùng để cung cấp cho phụ tải địa phương và bán lên thị trường DA. Ràng buộc (9) đánh giá lượng công suất được sạc vào ESS được lấy từ các RES hoặc mua từ thị trường DA. Trong bài báo này, giới hạn về số lần sạc/xả mỗi ngày của ESS được bỏ qua.

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{char}} \leq (1 - b_{s,t}) P_{B \max} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{s,t}^{\text{disc}} \leq b_{s,t} * P_{B \max} \quad (7)$$

$$P_{s,t}^{\text{disc}} = P_{s,t}^{\text{disc,Load}} + P_{s,t}^{\text{disc,Grid}} \quad (8)$$

$$P_{s,t}^{char} = P_{s,t}^{PV,ESS} + P_{s,t}^{WP,ESS} + P_{s,t}^{Grid,ESS} \quad (9)$$

Tại thời điểm t bất kì mức năng lượng của pin $E_{ESS(s,t)}$ được xác định dựa trên hiệu suất sạc/xả η_B .

$$E_{ESS(s,t)} = E_{ESS(s,t-1)} + P_{s,t}^{char} \eta_B \Delta t - \frac{P_{s,t}^{disc}}{\eta_B} \Delta t \quad (10)$$

Ràng buộc (11) biểu diễn giới hạn trên và dưới của mức năng lượng tích lũy trong ESS:

$$0,1 E_{rate} \leq E_{ESS(s,t)} \leq 0,9 E_{rate} \quad (11)$$

Khi kết thúc một ngày làm việc, mức năng lượng của ESS sẽ được đưa trở về trạng thái ban đầu. Điều đó được thể hiện qua ràng buộc (12):

$$E_{ESS(s,t=0)} = E_{ESS(s,t=24)} = 0,5 E_{rate} \quad (12)$$

- Ràng buộc về mua bán điện trên thị trường DA

Trong các ràng buộc dưới đây, biến nhị phân u_t^{DA} giúp đảm bảo rằng tại mỗi thời điểm bất kì, CVPP chỉ có thể mua hoặc bán điện. Tại $u_t^{DA} = 1$, CVPP sẽ bán điện lên thị trường DA và ngược lại. Giới hạn mua/bán điện của CVPP trong thị trường DA được thể hiện qua ràng buộc (13), (14). Ràng buộc (15), (16) thể hiện sự tham gia của các nguồn vào việc mua/bán của CVPP trong thị trường.

$$0 \leq P_t^{sell} \leq u_t^{DA} * P_{lim}^{sell} \quad (13)$$

$$0 \leq P_t^{buy} \leq (1 - u_t^{DA}) * P_{lim}^{buy} \quad (14)$$

$$P_{s,t}^{sell} = P_{s,t}^{PV,Grid} + P_{s,t}^{WP,Grid} + P_{s,t}^{disc,Grid} \quad (15)$$

$$P_t^{buy} = P_{s,t}^{Grid,ESS} + P_{s,t}^{Grid,Load} \quad (16)$$

- Ràng buộc về tổng nhu cầu điện năng của các khách hàng trong CVPP

Tổng nhu cầu điện năng tại mỗi thời điểm bằng tổng phụ tải địa phương $P_{s,t}^{Load}$ và công suất sạc của trạm EV P_t^{EV} tại thời điểm đó. Bên cạnh việc tối đa công suất bán lên thị trường DA, CVPP cũng cần phải đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ điện của tổng phụ tải trong khu vực. Điều đó được thể hiện qua ràng buộc (17)

$$P_{s,t}^{Load} + P_t^{EV} = P_{s,t}^{Grid,Load} + P_{s,t}^{disc,Load} + P_{s,t}^{PV,Load} + P_{s,t}^{WP,Load} \quad (17)$$

- Ràng buộc về cân bằng công suất

Công suất mua/bán của CVPP và công suất các nguồn/khách hàng trong CVPP phải thỏa mãn ràng buộc (18) về cân bằng công suất.

$$P_t^{sell} - P_t^{buy} = P_{s,t}^{PV} + P_{s,t}^{WP} + P_{s,t}^{disc} - P_{s,t}^{char} - [P_{s,t}^{Load} + P_t^{EV}] \quad (18)$$

3. Xây dựng các kịch bản ngẫu nhiên

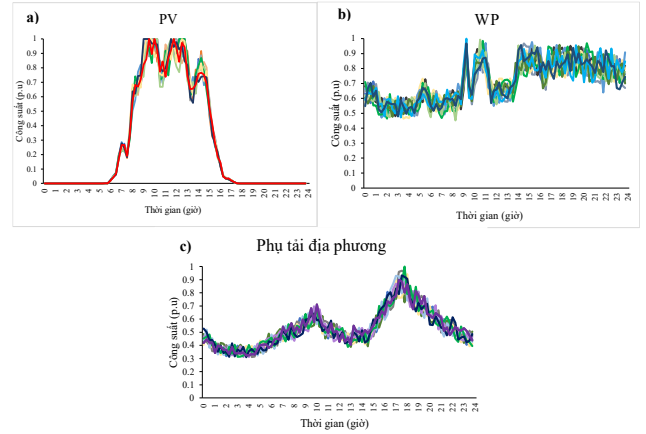
3.1. Mô hình tạo kịch bản ngẫu nhiên cho RES và phụ tải

Trong phần 2, mô hình tối ưu hóa của CVPP đã xét đến các tham số ngẫu nhiên bao gồm công suất khả dụng của các RES và phụ tải địa phương. Những tham số ngẫu nhiên này được mô tả dưới dạng các kịch bản số liệu s với xác suất xảy ra của từng kịch bản là khác nhau. Giả thiết ở thời điểm lập kế hoạch vận hành, CVPP đã có số liệu dự báo ngày tới của các RES và phụ tải, đồng thời giả thiết rằng các số liệu dự báo này có sai số tuân theo hàm phân phối chuẩn với giá trị trung bình bằng 0 và độ lệch chuẩn σ .

Điều này có nghĩa là chúng ta có thể coi sai số dự báo lớn nhất là $\pm 3\sigma$ tương ứng với khoảng tin cậy 99,7% [13]. Khi đó, các kịch bản ngẫu nhiên của các tham số bất định được tạo ra theo các bước như sau:

- Bước 1: Từ hàm phân phối của sai số dự báo, sử dụng thuật toán Monte Carlo để tạo ra N mẫu ngẫu nhiên của sai số dự báo, với N rất lớn.

- Bước 2: Sử dụng thuật toán K-means để chia số mẫu ngẫu nhiên vừa tạo ra thành n nhóm (*cluster*). Trong đó, điểm trung tâm (*centroid*) của mỗi nhóm sẽ được coi là một kịch bản của sai số dự báo với xác suất được lấy bằng tổng xác suất của tất cả các mẫu trong nhóm tương ứng. Từ đó, mỗi kịch bản của tham số bất định được tính bằng tổng của số liệu dự báo ngày tới và kịch bản của sai số dự báo



Hình 2. Thông số dự báo của: a) Công suất của PV; b) Công suất của WP; c) Công suất tiêu thụ của phụ tải địa phương

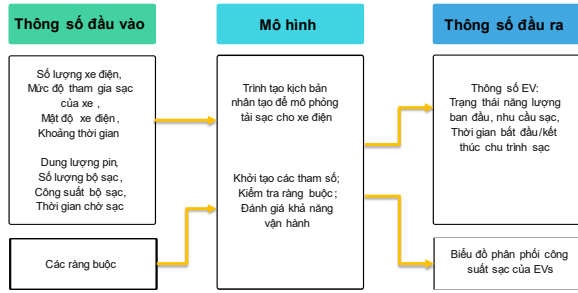
Áp dụng phương pháp nêu trên, đồng thời giả thiết rằng số liệu dự báo có sai số lớn nhất là $\pm 15\%$, tương ứng với hàm phân phối có độ lệch chuẩn là 5%, nhóm tác giả đã tạo ra mười kịch bản của các tham số bất định ở trong hệ đơn vị tương đối (p.u) như trong Hình 2. Xác suất của các kịch bản này lần lượt là 23%, 4%, 12%, 10%, 10%, 5%, 11%, 8%, 7%, 10%. Các kịch bản được tạo ra nhằm mục đích thể hiện tính bất định của RES cũng như xét đến sự thay đổi liên tục của phụ tải trong khu vực. Thông qua các kịch bản này, CVPP có thể đưa ra kế hoạch mua/bán tối ưu gửi lên thị trường DA trước ngày vận hành, đồng thời đảm bảo CVPP vẫn có thể vận hành tin cậy ngay cả khi số liệu thực tế sai khác nhiều so với số liệu dự báo.

3.2. Mô hình tạo kịch bản ngẫu nhiên cho EV

Hiện nay, mô hình EV vẫn chưa được sử dụng rộng rãi ở Việt Nam, do đó việc thu thập bộ số liệu của các trạm sạc EV trở nên khó khăn. Vì vậy, trong bài báo này, các tác giả đã giải quyết vấn đề đó bằng cách sử dụng một mô hình tạo kịch bản ngẫu nhiên để tạo ra các kịch bản sạc EV khác nhau [11], [12]. Cấu trúc cơ bản của sơ đồ được áp dụng trong bộ mô phỏng này được trình bày như trong Hình 3.

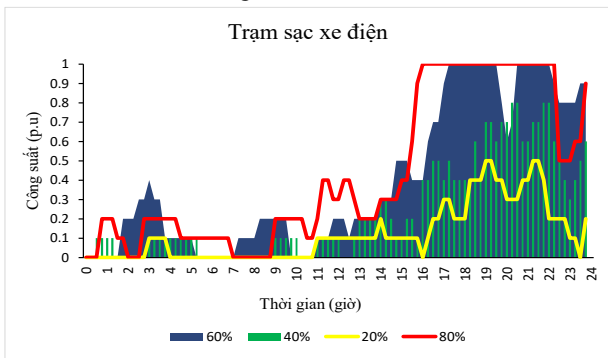
Bộ mô phỏng sẽ sử dụng các thông số đầu vào bao gồm số lượng EV trong khu vực sử dụng trạm sạc và xác suất người dùng sử dụng trạm sạc tại các khoảng thời gian khác nhau trong ngày. Ngoài ra, các thông số quan trọng về mặt kỹ thuật cũng được sử dụng như: dung lượng của pin, công suất của các bộ sạc, số lượng bộ sạc và thời gian chờ sạc tối đa của người dùng. Các thông số này có thể thay đổi

dựa trên thói quen sạc xe của người dân trong khu vực để tạo ra các kịch bản ngẫu nhiên.

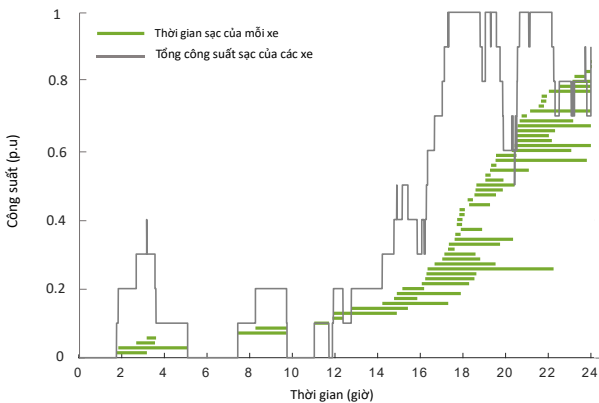


Hình 3. Mô hình tạo kịch bản sạc EV [11]

Mức độ tham gia sạc EV của khách hàng trong khu vực có ảnh hưởng lớn đến công suất của trạm sạc trong ngày. Bài báo này giả thiết rằng trạm sạc đặt ở khu vực dân cư với nhu cầu sạc xe chủ yếu tập trung vào buổi tối. Phân bố xác suất xe sạc trong tám khung giờ (0, 3), (3, 7), (7, 11), (11, 14), (14, 17), (17, 19), (19, 21), và (21, 24) được giả thiết lần lượt là 6%, 0%, 5%, 7%, 17%, 26%, 22%, và 17%. Ngoài ra, số lượng bộ sạc được giả thiết là 10 bộ và thời gian chờ đợi tối đa của người dùng là 15 phút. Từ đó, công suất của trạm sạc tính trong hệ đơn vị tương đối (p.u) tương ứng với tỉ lệ xe tham gia sạc dao động từ 20% đến 80% được thể hiện như trong Hình 4.



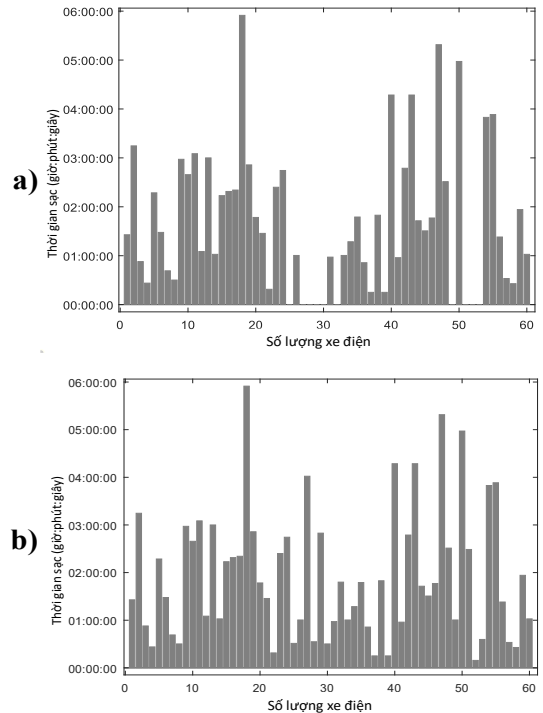
Hình 4. Công suất của trạm sạc tương ứng với mức độ tham gia sạc của EV trong khu vực



Hình 5. Thời gian sạc của từng xe trong trường hợp 60% EV

Ngoài ra, thời gian sạc của từng xe cũng có thể được xác định cụ thể. Giả sử đối với trường hợp 60% EV, thời gian sạc của từng xe được mô tả trong Hình 5. Kết quả trong Hình 6a cho thấy, có một vài xe không được sạc, cụ thể là các xe 27-30 và các xe 51-53. Nguyên nhân của việc này có thể là do số lượng bộ sạc không đủ hoặc là do thời

gian chờ tối đa của người dùng bị vi phạm. Vấn đề này có thể được giải quyết bằng việc tăng số bộ sạc lên 20 như trong Hình 6b.



Hình 6. Số lượng và thời gian sạc của từng xe trong trường hợp trạm sạc có: a) 10 bộ sạc; b) 20 bộ sạc

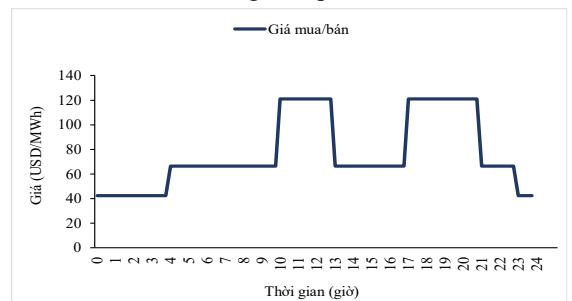
4. Tính toán thử nghiệm

4.1. Thông số đầu vào

Trong phần này, các tác giả áp dụng bài toán xác định kế hoạch vận hành tối ưu đã trình bày trong phần 2 để thử nghiệm cho một CVPP tích hợp PV, WP, ESS, trạm sạc EV và phụ tải địa phương.

Giả thiết rằng theo số liệu dự báo ngày tới thì công suất khả dụng lớn nhất của PV cũng như của WP là 20MW còn phụ tải địa phương có thể đạt giá trị cao nhất là 18MW. Công suất định mức của trạm sạc cũng được giả thiết là 16MW. Từ các số liệu này cùng các kịch bản ngẫu nhiên (trong hệ đơn vị tương đối) đã xác định trong phần 3, các tác giả thu được bộ số liệu đầu vào của mô hình thử nghiệm.

Các thông số kỹ thuật của ESS được trình bày trong Bảng 1. Bên cạnh đó, người vận hành CVPP cũng dự báo giá thị trường DA diễn biến như trong Hình 7, trong đó giá điện cao nhất là 121,04USD/MWh, mức giá trung bình là 66,30USD/MWh và mức giá thấp nhất là 42,30USD/MWh.



Hình 7. Giá mua/bán điện của CVPP trên thị trường DA

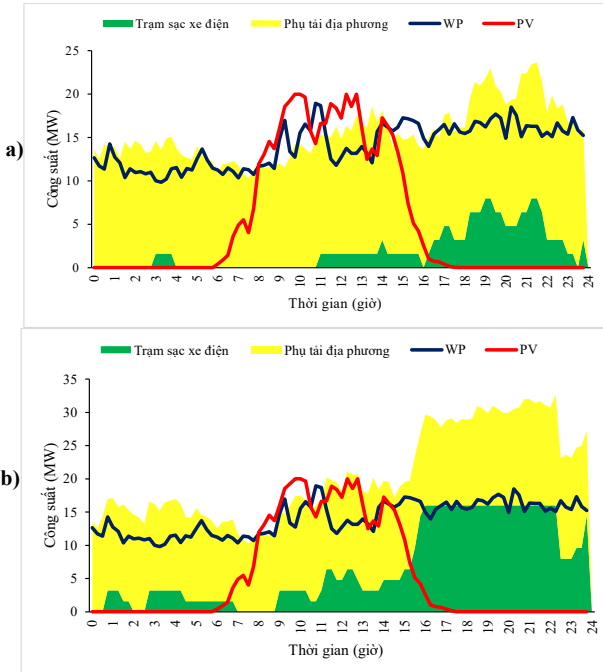
Bảng 1. Thông số của ESS

| | |
|--|-----|
| Giới hạn lưu trữ năng lượng tối đa/tối thiểu (MWh) | 40 |
| Giới hạn công suất xả/sạc (MW) | 10 |
| Hiệu suất sạc | 90% |

4.2. Kết quả

4.2.1. Ảnh hưởng của EV đến việc giao dịch trên thị trường điện ngày tới

Trong phần này, nhóm tác giả tập trung phân tích ảnh hưởng của mức độ tham gia sạc của EV trong khu vực đến việc giao dịch trên thị trường điện ngày tới của CVPP. Hai trường hợp được xét đến bao gồm mức độ tham gia sạc của EV trong ngày lần lượt là 20% và 80% (Hình 8).



Hình 8. Sản lượng điện dự báo của RES và tổng điện năng tiêu thụ với 2 trường hợp mức thâm nhập EV: (a) 20%; (b) 80%

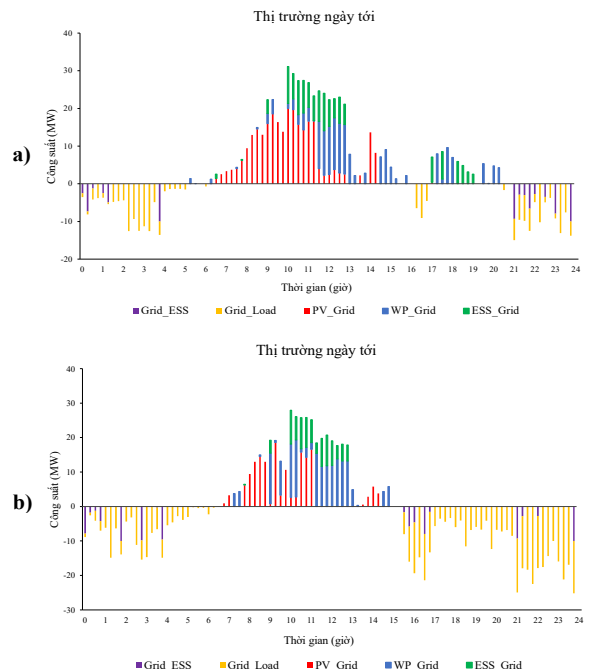
Lưu ý rằng, ở mô hình tối ưu hóa ngẫu nhiên hai bậc, các kết quả bậc 1 là giá trị duy nhất trong khi các kết quả bậc 2 lại thay đổi tương ứng với các kịch bản của tham số bất định. Điều này có thể thấy rõ từ các kết quả trong Hình 9 và Hình 10. Trong khi công suất mua/bán của CVPP trong thị trường DA là một giá trị duy nhất thì ESS lại có 10 kịch bản vận hành tương ứng với 10 kịch bản của tham số bất định. Kết quả này cũng phù hợp với thực tế vận hành: CVPP cần gửi kế hoạch mua/bán lên thị trường trước ngày vận hành thực tế, và khi kế hoạch mua/bán đã được chấp nhận thì không được phép thay đổi, hoặc phải chấp nhận trả phí phạt nếu thay đổi. Ngược lại, việc vận hành các nguồn tích hợp trong CVPP sẽ được điều chỉnh một cách linh hoạt để đối phó với tính ngẫu nhiên của RES và phụ tải, đồng thời giúp duy trì kế hoạch mua/bán đã đặt ra trước đó của CVPP.

Tuy nhiên, để thuận tiện cho việc phân tích thì trong hầu hết các kết quả tính toán được trình bày sau đây, các tác giả chỉ sử dụng kết quả bậc 2 tương ứng với kịch bản có xác suất xảy ra cao nhất (23%) trong 10 kịch bản đã được tạo ra (Hình 2).

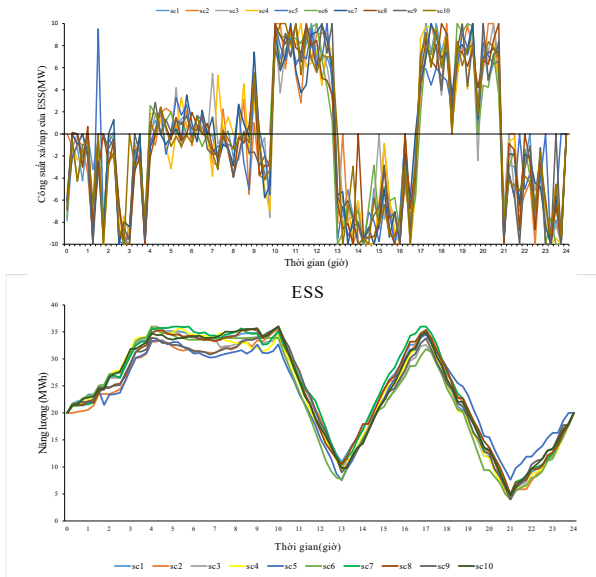
Từ Hình 8, ta có thể thấy, tổng lượng điện năng tiêu thụ trường hợp 80% lớn hơn ở trường hợp 20% khá nhiều. Đặc biệt, tại khung giờ cao điểm (17h-22h), tổng nhu cầu công suất tiêu thụ trong trường hợp 80% là 33MW trong khi con số đó ở trường hợp 20% chỉ đạt tầm 23MW. Điều này được lý giải do sự chênh lệch ở mức độ sử dụng trạm sạc của EV trong khu vực.

Hình 9 thể hiện kế hoạch mua/bán của CVPP trong thị trường DA tương ứng với hai mức độ thâm nhập của EV là 20% và 80%. Có thể nhận thấy, việc tăng số lượng EV đến tham gia sạc sẽ ảnh hưởng lớn đến kế hoạch vận hành của CVPP. Cụ thể, xét khoảng thời gian từ 10h đến 13h và từ 17h đến 21h, khi này giá DA ở mức cao nhất nên CVPP ưu tiên bán điện lên thị trường. Tuy nhiên, khi mức độ thâm nhập của EV tăng lên thì lượng điện năng do CVPP bán ra sẽ giảm đi. Thậm chí, trong khoảng thời gian từ 17h đến 20h, việc tăng mức thâm nhập của EV từ 20% lên 80% sẽ làm CVPP thay đổi trạng thái vận hành từ bán điện (Hình 9a) sang mua điện (Hình 9b). Bên cạnh đó, từ 21h đến 24h, với mức thâm nhập EV là 80%, CVPP cũng sẽ mua điện nhiều hơn chỉ để đáp ứng nhu cầu phụ tải, công suất mua vào có thể lên tới 27MW. Trong khi đó ở trường hợp 20% EV cùng khoảng thời gian, lượng công suất mua vào lớn nhất chỉ đạt ngưỡng 18MW và chủ yếu để sạc vào ESS. Bảng 2 cũng cho thấy lợi nhuận của CVPP bị giảm đi khi mức thâm nhập của EV tăng lên.

Tương tự như vậy, mức thâm nhập của EV cũng ảnh hưởng đến việc vận hành ESS. Hình 11 mô tả thông số vận hành ESS với hai trường hợp mức thâm nhập của EV là 20% và 80%. Xét hai khoảng thời gian từ 10h đến 13h và từ 17h đến 21h, nếu mức độ thâm nhập của ESS chỉ là 20% thì ESS có thể phát một phần năng lượng lên lưới điện, ngược lại, nếu mức độ thâm nhập 80% thì toàn bộ công suất xả của ESS chỉ được dùng để đáp ứng nhu cầu phụ tải.



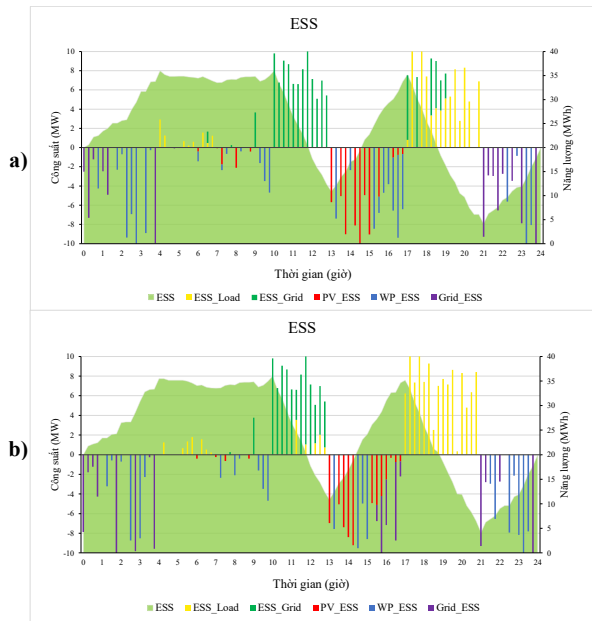
Hình 9. Công suất mua/bán của CVPP với hai trường hợp mức thâm nhập EV: (a) 20%, (b) 80%



Hình 10. Thông số vận hành ESS khi mức thâm nhập EV là 80% và tương ứng với 10 kịch bản của tham số bất định

Bảng 2. Lợi nhuận của CVPP

| Mức độ thâm nhập của EV | 20% | 80% |
|-------------------------|-------|------|
| Lợi nhuận (USD) | 45804 | 3206 |

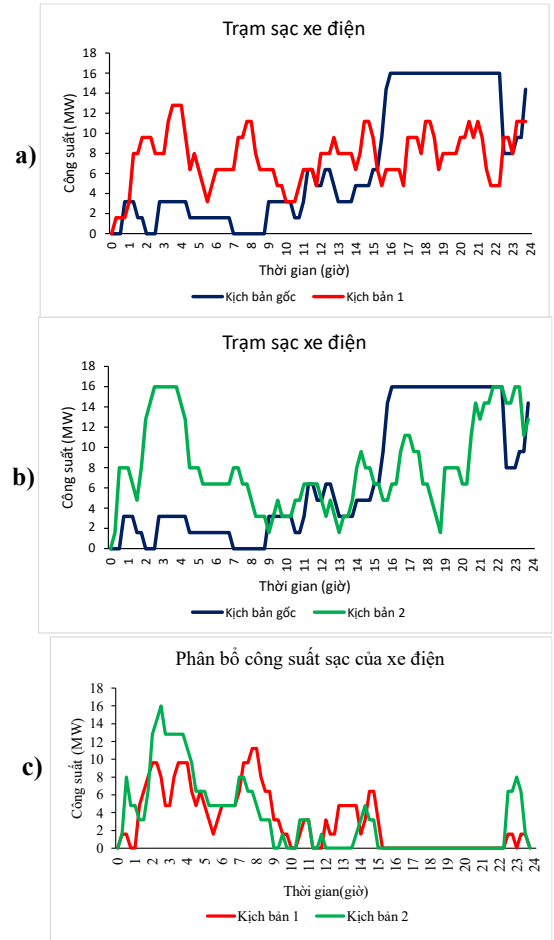


Hình 11. Thông số vận hành ESS với hai trường hợp mức thâm nhập EV: (a) 20%; (b) 80%

4.2.2. Điều chỉnh thời gian sạc EV

Ở Hình 8b, có thể thấy, lượng EV đến sạc tập trung vào khung giờ từ 16-22h, đây cũng đồng thời là khoảng thời gian phụ tải địa phương đạt mức cao nhất trong ngày. Điều này có thể làm giảm lợi nhuận của CVPP đồng thời gây ảnh hưởng trực tiếp đến người dùng EV do không thể đáp ứng được nhu cầu sạc của tất cả các xe. Do đó, việc điều chỉnh thời gian sạc EV đã được các tác giả đề xuất nhằm giải quyết vấn đề này. Với mức thâm nhập EV là 80%, các tác giả đã đưa ra hai kịch bản để điều phối lại đường cong nhu cầu sạc EV (Hình 12). Hình 12c cho thấy, lượng công suất trong khoảng thời gian cao điểm từ 16-22h đã được

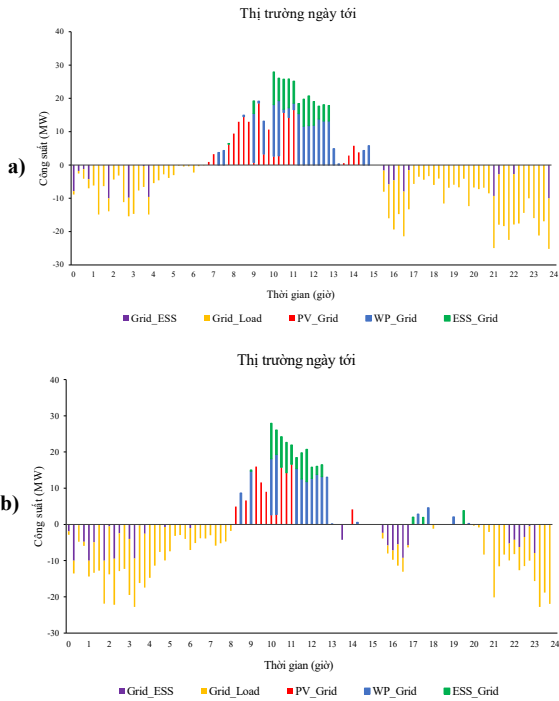
địch chuyển để phân bố đều tại các thời điểm khác nhau trong ngày theo từng kịch bản nhằm tránh quá tải cho CVPP. Ngoài ra, khách hàng sẽ được nhận một khoản phí dựa trên lượng công suất đã được điều phối theo từng khung giờ khác nhau. Cụ thể, để thuận tiện cho việc vận hành trạm sạc, CVPP khuyến khích người dùng lùi kế hoạch đến khoảng thời gian 8-17h ngày kế tiếp, tại đây người dùng sẽ được trả số tiền cao nhất. Ngoài ra, người dùng cũng có thể lùi kế hoạch sạc về hai khung giờ 22-3h hoặc 3-8h với mức phí nhận được lần lượt bằng 50% và 75% mức phí của khung giờ 8-17h.



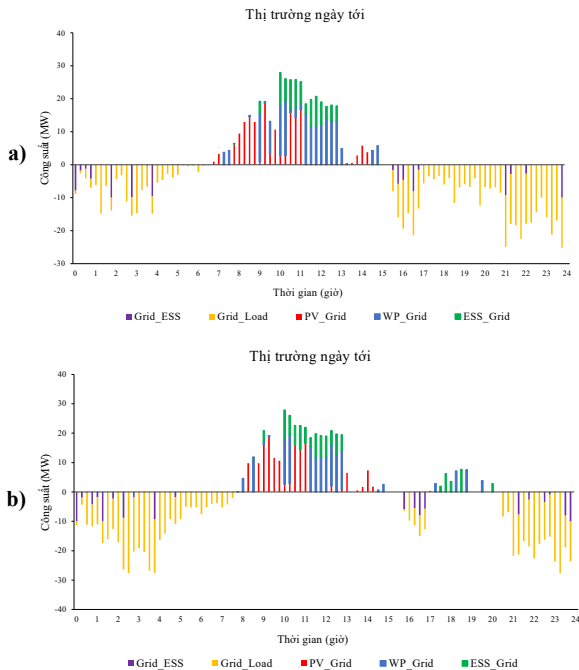
Hình 12. Hai kịch bản phân phối thời gian sạc EV: a) Kịch bản 1; b) Kịch bản 2; c) Công suất điều phối từ khung giờ cao điểm của từng kịch bản

Ở kịch bản 1, số lượng xe đến sạc được phân bố đều cho các khoảng thời gian trong ngày thay vì tập trung trong khung giờ cao điểm như kịch bản gốc (Hình 12a). Đường cong công suất sạc EV trong kịch bản 1 được tạo ra bằng cách áp dụng mô hình đã giới thiệu trong phần 3.2 với xác suất sạc xe trong mỗi khoảng thời gian là 12,5%. Từ Hình 12a, có thể dễ dàng thấy được trong kịch bản 1, công suất sạc của EV từ 16h đến 22h đã giảm còn chưa đến 12MW so với kịch bản gốc là 16MW. Đồng thời, công suất sạc EV từ 0 đến 4h cũng tăng lên trên 12MW, lớn hơn nhiều so với công suất sạc 4MW ở kịch bản gốc. Với kịch bản này, nhóm tác giả thu được kết quả bao gồm kế hoạch mua/bán của CVPP biểu diễn trong Hình 13b. Từ Hình 13b có thể thấy, trong khung giờ cao điểm từ 17h-20h, CVPP liên tục bán điện lên thị trường thay vì phải mua điện như kịch bản

gốc (Hình 13a). Điều này là do xe đến sạc được phân bổ đều trong ngày đã làm giảm công suất trạm sạc vào khung giờ cao điểm. Qua đó, giúp CVPP có thể tối ưu chi phí bằng cách hạn chế mua điện với giá cao, từ đó thu được lợi nhuận cao hơn.



Hình 13. Công suất mua/bán của CVPP trong hai trường hợp: a) kịch bản gốc; b) kịch bản 1



Hình 14. Công suất mua/bán của CVPP trong hai trường hợp: a) Kịch bản gốc; b) Kịch bản 2

Ở kịch bản 2 (Hình 12b), lượng EV đến sạc sẽ được điều tiết dựa trên biểu đồ giá mua/bán (Hình 7). Tại đây, các xe đến sạc sẽ tránh tập trung vào những thời điểm giá điện cao như trong khoảng từ 10-13h và từ 17-21h nhằm

hạn chế việc CVPP phải mua điện trong các khoảng thời gian này. Khi đó, công suất tiêu thụ của EV đã có sự thay đổi đáng kể tại các khung giờ so với kịch bản gốc. Điều này được thể hiện trong Hình 12b, ứng với khung giờ cao điểm từ 17h-20h, công suất tiêu thụ của EV đã giảm xuống còn chưa tới 10MW. Ngược lại, trong các khung giờ giá điện thấp (0h-4h), công suất sạc EV lại có thể đạt tới 16MW khiến cho CVPP cũng phải tăng công suất mua điện lên tới gần 30MW để đáp ứng nhu cầu phụ tải (Hình 14b). Tuy nhiên, do giá điện mua vào từ 0h đến 4h chỉ có 42,30 USD/MWh, đồng thời CVPP lại có thể bán điện lên lưới với giá cao (121,04 USD/MWh) trong khoảng thời gian từ 17h đến 20h nên lợi nhuận thu được ở kịch bản 2 vẫn rất cao. Kết quả trong Bảng 4 cho thấy, nếu không xét đến chi phí phải trả cho khách hàng để chấp nhận sạc chậm thì lợi nhuận của CVPP trong kịch bản 2 là 6048USD, gần gấp đôi lợi nhuận của kịch bản gốc (3206USD), và cao hơn đáng kể so với kịch bản 1 (5584USD).

Bảng 3. Khoản phí trả cho người dùng EV theo từng khung giờ

| Khoản phí tối đa CVPP có thể trả cho người dùng EV (USD/MWh) | | |
|--|------------|------------|
| Khung giờ | Kịch bản 1 | Kịch bản 2 |
| 22-3h | 5,48 | 6,55 |
| 3-8h | 8,22 | 9,83 |
| 8-17h | 10,96 | 13,10 |

Bảng 4. Lợi nhuận của CVPP thu được đối với từng kịch bản

| | Kịch bản gốc | Kịch bản 1 | Kịch bản 2 |
|---|--------------|------------|------------|
| Lợi nhuận ban đầu (USD) | 3206 | 5584 | 6048 |
| Tổng chi phí tối đa có thể trả cho khách hàng (USD/MWh) | | 2376 | 2840 |
| Lợi nhuận sau khi trả phí cho khách hàng (USD) | | 3208 | 3208 |

Bảng 3 cho thấy, khoản phí tối đa mà CVPP có thể trả cho người dùng EV mà vẫn có thể thu về lợi nhuận lớn hơn kịch bản gốc. Theo như chương trình điều phối kế hoạch sạc, khách hàng lùi lịch sạc về khoảng thời gian 8-17h ngày kế tiếp sẽ nhận được khoản phí cao nhất trong ngày (10,96 USD/MWh với kịch bản 1 và 13,10 USD/MWh với kịch bản 2). Nếu khách hàng chỉ chấp nhận lùi lịch sạc về khung giờ 22-3h và 3-8h thì mức phí họ nhận được giảm xuống khá nhiều (Bảng 3), tuy nhiên vẫn khá hấp dẫn để khách hàng cân nhắc thay đổi kế hoạch sạc. Bảng 4 cho thấy, lợi nhuận thu được của từng kịch bản so với kịch bản gốc sau khi áp dụng chương trình điều chỉnh thời gian sạc của EV. Có thể thấy, ở kịch bản 2, lợi nhuận ban đầu mà CVPP thu được cũng như số tiền tối đa có thể trả cho khách hàng là lớn nhất. Do đó, đây dường như là phương án đem lại nhiều lợi ích nhất cho cả người dùng EV và CVPP.

5. Kết luận

Bài báo này đã nghiên cứu hoạt động của CVPP trong thị trường DA trong đó có xét đến tính bất định của RES. Mô hình trạm sạc EV cũng đã được tích hợp vào CVPP để phù hợp với xu hướng phát triển của thế giới.

Bằng cách tạo ra 10 kịch bản ngẫu nhiên của các biến

bất định như PV, WP hay phụ tải địa phương, CVPP có thể lập kế hoạch vận hành tối ưu nhằm tối đa hóa lợi nhuận của CVPP trong thị trường DA, đồng thời đảm bảo kế hoạch vận hành này có thể ứng phó với sự biến động của các tham số bất định.

Kết quả đã cho thấy, số lượng và thời điểm EV đến sạc trong ngày có ảnh hưởng lớn tới quá trình vận hành của CVPP. Khi số lượng EV đến sạc trùng với thời gian cao điểm của phụ tải địa phương trong ngày, lợi nhuận mà CVPP thu được sẽ giảm đi đáng kể. Ngoài ra, nhiều khách hàng cũng không được đáp ứng nhu cầu sạc xe do việc thiếu bộ sạc cũng như do thời gian chờ quá lâu. Chính vì vậy, các tác giả đã đưa ra các kịch bản điều phối thời gian sạc của EV bằng cách trả cho người dùng EV một khoản phí nhằm khuyến khích họ chấp nhận lùi lịch sạc sang các khung giờ muộn hơn, thậm chí lùi sang ngày hôm sau để tránh xảy ra hiện tượng quá tải tại các khoảng thời gian cao điểm. Kết quả đã cho thấy, các kịch bản này đem lại lợi nhuận cho cả VPP lẫn người dùng EV.

Mô hình của nghiên cứu còn rất nhiều tiềm năng phát triển trong tương lai. Bên cạnh việc tham gia vào thị trường DA, CVPP còn có khả năng tham gia vào thị trường trong ngày (Intraday Market) hoặc thị trường cân bằng (Balancing Market), từ đó gia tăng lợi nhuận của VPP.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] M. M. Roozbehani, E. Heydarian-Forushani, S. Hasanzadeh, and S. Ben Elghali, "Virtual Power Plant Operational Strategies: Models, Markets, Optimization, Challenges, and Opportunities", *Sustain.*, vol. 14, no. 19, 2022, doi: 10.3390/su141912486.
- [2] G. Plancke, K. De Vos, R. Belmans, and A. Delnooz, "Virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system", *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2015, doi: 10.1109/EEM.2015.7216693.
- [3] C. Kieny, B. Berseneff, N. Hadjsaid, Y. Besanger, and J. Maire, "On the concept and the interest of Virtual Power plant: Some results from the European project FENIX", *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275526.
- [4] N. Naval and J. M. Yusta, "Virtual power plant models and electricity markets - A review", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 149, p. 111393, 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111393.
- [5] L. A. Barroso and A. J. Conejo, "Decision making under uncertainty in electricity markets", *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, 2006, doi: 10.1109/PES.2006.1709323.
- [6] E. Mashhour and S. M. Moghaddas-Tafreshi, "Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets-Part I: Problem Formulation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 949–956, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2070884.
- [7] C. Huang, D. Yue, J. Xie, Y. Li, and K. Wang, "Economic dispatch of power systems with virtual power plant based interval optimization method", *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 74–80, 2016, doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00011.
- [8] L. Ju, Z. Tan, J. Yuan, Q. Tan, H. Li, and F. Dong, "A bi-level stochastic scheduling optimization model for a virtual power plant connected to a wind-photovoltaic-energy storage system considering the uncertainty and demand response", *Appl. Energy*, vol. 171, pp. 184–199, 2016, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.03.020.
- [9] H. Pandžić, J. M. Morales, A. J. Conejo, and I. Kuzle, "Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming", *Appl. Energy*, vol. 105, pp. 282–292, 2013, doi: 10.1016/J.APENERGY.2012.12.077.
- [10] M. A. Tajeddini, A. Rahimi-Kian, and A. Soroudi, "Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming", *Energy*, vol. 73, pp. 958–967, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.06.110.
- [11] K. Khan, I. El-Sayed, and P. Arbolea, "Artificial Scenario Generator for the Impact Study of Electric Vehicle Charging on the Distribution Grid", *2021 IEEE Veh. Power Propuls. Conf. VPPC 2021 - Proc.*, 2021, doi: 10.1109/VPPC53923.2021.9699197.
- [12] K. Khan, I. El-Sayed, and P. Arbolea, "Artificial Scenario Generator for the Impact Study of Electric Vehicle Charging on the Distribution Grid", *IEEE DataPort*, 2021. DOI:10.21227/1f1g-tp69.
- [13] D. S. Moore, W. I. Notz, and M. A. Fligner, *The Basic Practice of Statistics*, 9th ed. New York, New York, USA: W. H. Freeman and Company, 2021.