

# XÁC ĐỊNH CÔNG SUẤT DỰ PHÒNG TỐI ƯU CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN ẢO

## DETERMINING THE OPTIMAL RESERVE CAPACITY OF A VIRTUAL POWER PLANT

Nguyễn Hồng Nhung\*, Nguyễn Đức Huy

Trường Đại học Bách khoa Hà Nội<sup>1</sup>

\*Tác giả liên hệ: nhung.nguyenhong1@hust.edu.vn

(Nhận bài: 24/11/2021; Chấp nhận đăng: 10/3/2022)

**Tóm tắt** - Cùng với sự tăng trưởng của các nguồn năng lượng tái tạo (Renewable Energy Sources - RES), mô hình nhà máy điện ảo (Virtual Power Plant - VPP) được phát triển nhằm kết nối, quản lý và điều khiển các nguồn điện nhỏ, các tải điều khiển được hay các hệ thống lưu trữ năng lượng, từ đó tham gia vào hệ thống điện như một nhà máy điện duy nhất. Mô hình này hạn chế được những nhược điểm của các nguồn điện tái tạo, đồng thời giúp các nguồn điện này có thể tham gia thị trường công suất cân bằng - lĩnh vực vốn chỉ thuộc về các nhà máy điện truyền thống. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đã xây dựng một mô hình tối ưu hóa hai bậc để xác định được công suất dự phòng tối ưu mà VPP có thể cung cấp cho hệ thống, đồng thời tính toán các kịch bản giao dịch trong thị trường điện ngày tới (DA) và trong ngày (ID) tương ứng với các kịch bản huy động dự phòng nhằm tối đa hóa tổng lợi nhuận của VPP.

**Từ khóa** - Thị trường công suất cân bằng; hệ thống lưu trữ năng lượng (ESS); kế hoạch vận hành tối ưu; năng lượng tái tạo (RES); nhà máy điện ảo (VPP)

### 1. Đặt vấn đề

Trong những năm gần đây, các nhà máy điện sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo (RES) như điện gió, điện mặt trời và đặc biệt là các hệ thống điện mặt trời áp mái (PV rooftop), được tập trung đầu tư, phát triển và dần trở thành một phần quan trọng trong hệ thống điện trên toàn thế giới. Chính phủ của nhiều nước đã đưa ra những chính sách rất hấp dẫn để thúc đẩy sự đầu tư cho RES. Ví dụ, cho phép các nguồn điện này được phép tham gia vào thị trường điện, thậm chí là cung cấp dịch vụ dự phòng cho lưới [1], [2]. Tuy nhiên, trong vận hành thực tế, RES gặp nhiều khó khăn khi tham gia vào thị trường điện do phần lớn các RES đều có kích cỡ nhỏ và bố trí phân tán. Bên cạnh đó, trong khi những nhà máy điện truyền thống có thể điều tiết công suất phát theo một kế hoạch cho trước thì các RES lại khó có thể đảm bảo được công suất phát của mình do tính bất định của tốc độ gió và bức xạ mặt trời.

Để khắc phục những vấn đề nêu trên, mô hình nhà máy điện ảo (VPP) đã được phát triển. Mô hình này tổng hợp công suất của nhiều nguồn năng lượng khác nhau, từ các nhà máy điện truyền thống có kích cỡ nhỏ cho đến các loại RES, tải điều khiển được và hệ thống lưu trữ năng lượng (Energy Storage System - ESS). Khi đó trong thị trường điện, tổ hợp này có thể được coi là một đơn vị tham gia duy nhất [3], [4]. Không những thế, VPP có thể đóng hai vai trò trên thị trường: Nhà cung cấp hoặc người tiêu dùng, tùy thuộc vào quy mô của các RES và ESS so với nhu cầu tải cục bộ. Thực chất, đây là một giải pháp kỹ thuật dựa trên công nghệ thông tin và truyền thông tiên tiến cũng như hệ

**Abstract** - Due to the growth of renewable energy resources (RES), the Virtual Power Plant model (VPP) not only has been developed to connect, manage and control small-scale resources, controllable demand, and energy storage systems, and then but also participates in the power system as a single plant. This model limits the disadvantages of RESs and allows them to participate in the balancing capacity market - the field of operation that is only available to traditional power plants. In this study, the authors have built a two-stage optimization model to determine the VPP's optimal reserve capacity. Besides, this model calculates the possible operating scenarios of VPP in the day-ahead (DA) and intraday (ID) markets corresponding to the reserve activation scenarios with the aim of maximizing the total profit of VPP.

**Key words** - Balancing capacity market; Energy Storage System (ESS); optimal scheduling; Renewable Energy Source (RES); Virtual Power Plant (VPP)

thống điều khiển để có thể kết nối, điều khiển từ xa và phối hợp hoạt động của các RES, tải điều khiển được và ESS. Nhờ đó, không những công suất phát khả dụng của các RES được tận dụng tối đa mà phần công suất dư thừa hoặc thiếu hụt do sai số dự báo cũng được bù trừ nhờ hoạt động nạp/xả của ESS. Nghiên cứu [3], [5] cũng cho thấy, các RES kích cỡ nhỏ tham gia vào thị trường điện thông qua VPP sẽ thu được lợi nhuận cao hơn so với khi hoạt động độc lập.

Với việc tích hợp nhiều RES, ESS và các phụ tải, VPP có khả năng tham gia vào thị trường điện với các loại giao dịch khác nhau như giao dịch ngày tới (Day-ahead market - DA) hay giao dịch trong ngày (Intraday market - ID). Bên cạnh đó, VPP cũng có thể cung cấp dịch vụ dự phòng trong thị trường công suất cân bằng (Balancing power market - BC) hay còn có thể gọi là thị trường công suất dự phòng (Reserve market). Đã có nhiều kết quả nghiên cứu được công bố cho thấy, một kế hoạch vận hành hợp lý sẽ giúp cho VPP tối đa hóa lợi nhuận của họ trong tất cả các thị trường nói trên [6]–[8]. Tuy nhiên, chỉ có rất ít nghiên cứu chú ý đến vai trò của VPP trong thị trường BC trong khi tiềm năng của thị trường này rất lớn.

Trong nghiên cứu [9], các tác giả đã xây dựng mô hình vận hành của VPP trong thị trường DA có xét đến tình huống VPP bị huy động để cung cấp công suất dự phòng. Trong đó, mức công suất dự phòng tối đa mà VPP cần phải cung cấp đã được xác định trước theo từng năm. Tuy nhiên, có thể thấy, mô hình này không phù hợp với những VPP có tỷ trọng RES cao do tính bất định của các nguồn điện. Các nghiên cứu [10] - [12] lại giả thiết rằng, công suất dự phòng được

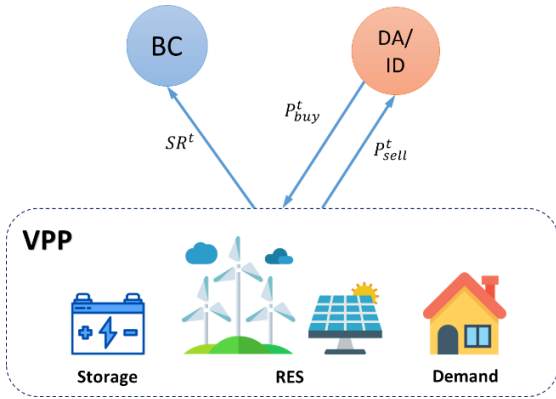
<sup>1</sup> Hanoi University of Science and Technology (Nguyen Hong Nhung, Nguyen Duc Huy)

giao dịch đồng thời với thị trường DA trong khi hầu hết các thị trường điện hiện nay đều yêu cầu hợp đồng công suất dự phòng phải được ký kết trước ngày vận hành ít nhất vài ngày cho đến vài tuần [13]–[15]. Điều này làm giảm tính thực tiễn của các kết quả nghiên cứu thu được.

Bài báo này đề xuất một mô hình tối ưu hóa hai bậc (Two-stage optimization model) tập trung vào việc xác định công suất dự phòng tối ưu mà VPP có thể cung cấp cho lưới. Đồng thời, mô hình này cũng dự tính các kịch bản hoạt động có thể có của VPP trong thị trường DA và ID tương ứng với việc VPP có bị huy động công suất dự phòng hay không. Xác suất kích hoạt dự trữ được tính đến trong bài báo này để đảm bảo rằng, VPP có thể cung cấp dịch vụ dự phòng trong những giờ có nguy cơ thiếu điện lớn nhất. Tính bất định của các RES cũng như của các phụ tải cũng được tính đến.

**2. Mô hình vận hành VPP trong thị trường điện**

Trong phần này, các tác giả xây dựng mô hình vận hành của một VPP có chứa các RES, ESS và phụ tải cục bộ (Hình 1). VPP này tham gia vào các giao dịch BC, DA và ID của thị trường điện và đơn vị vận hành VPP cần phải xác định được kế hoạch vận hành của VPP sao cho tối đa hóa được lợi nhuận từ tất cả các giao dịch trên.



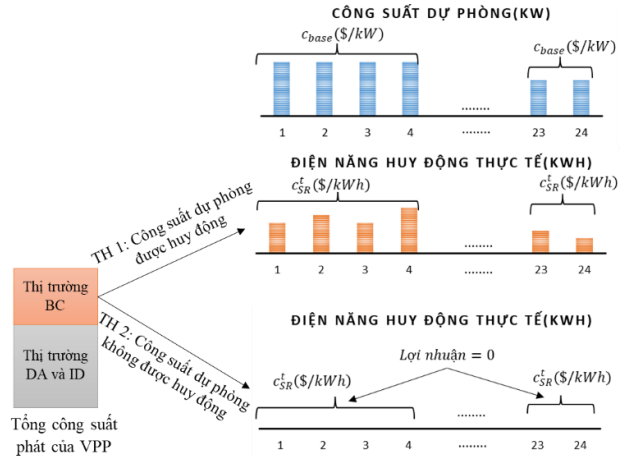
Hình 1. Mô hình VPP

Trước hết, thị trường DA và ID là hai loại giao dịch quan trọng nằm trong thị trường bán buôn điện. Hai thị trường này đều cho phép các đơn vị phát điện, các công ty mua bán điện và các khách hàng lớn tiến hành chào giá cũng như khả năng phát điện/ nhu cầu mua tương ứng trong mỗi giờ. Tuy nhiên, giao dịch DA được thực hiện vào ngày trước ngày vận hành thực tế còn giao dịch ID lại được tiến hành chỉ một giờ trước thời điểm vận hành với mục đích điều chỉnh lại lượng công suất mua/bán đã xác định trong giao dịch DA [16]. Khi VPP tham gia vào hai loại thị trường này, lợi nhuận/ chi phí của VPP được tính trên lượng công suất phát/ tiêu thụ thực tế trong mỗi giờ.

Cùng vận hành song song với thị trường bán buôn điện là thị trường BC, đây là nơi mà các đơn vị phát điện giao dịch và ký kết hợp đồng cung cấp công suất dự phòng. Lượng công suất dự phòng này cho phép đơn vị vận hành hệ thống điện có thể đối phó với những sự cố mất cân bằng công suất đột ngột, từ đó duy trì được sự ổn định của hệ thống điện. Nếu tham gia vào thị trường BC, VPP có thể thu được hai loại lợi nhuận như sau (Hình 2):

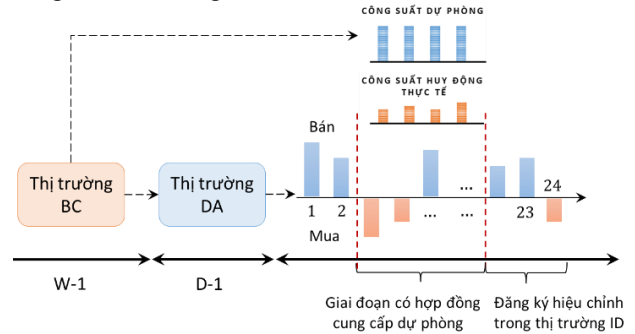
- Phần lợi nhuận thứ nhất, thu được từ việc cung cấp công suất dự phòng  $SR^t(kW)$  với giá  $c_{base} (\$/kW)$ .

- Phần lợi nhuận thứ hai, thu được từ phần điện năng thực tế được tạo ra khi công suất dự phòng được huy động, và có mức giá  $c_{SR}^t (\$/kWh)$ .



Hình 2. Lợi nhuận của VPP trong thị trường BC tương ứng với các kịch bản huy động dự phòng

Tuy nhiên, việc VPP tham gia vào thị trường BC sẽ gặp nhiều khó khăn. Trong nhiều thị trường điện trên thế giới hiện nay, việc giao dịch công suất dự phòng cần diễn ra trước thời điểm vận hành thực tế ít nhất vài ngày, đồng thời đơn vị cung cấp dự phòng phải có khả năng duy trì được công suất dự phòng trong một khoảng thời gian tối thiểu được quy định trước (có thể từ 30 phút cho tới vài giờ) [15], [17], [18]. Trong khi đó đơn vị vận hành VPP không thể xác định được liệu VPP có được huy động để cung cấp công suất dự phòng hay không, và nếu có thì mức huy động là bao nhiêu. Hình 2 cho thấy, nếu công suất dự phòng không được huy động thì tổng lợi nhuận của VPP có thể thấp hơn trường hợp VPP bán toàn bộ công suất phát khả dụng cho thị trường DA/ID.



Hình 3. Mô hình vận hành VPP trong thị trường điện

Có thể thấy rằng, trong trường hợp công suất dự phòng không được huy động, năng lượng trong VPP vốn dành cho dự phòng sẽ không được sử dụng đến. Để tăng được lợi nhuận của VPP, bài báo này đưa ra mô hình cho phép VPP được điều chỉnh kế hoạch vận hành trong thị trường ID để tận dụng phần năng lượng còn dư thừa sau mỗi giai đoạn có hợp đồng dự phòng (Hình 3). Tuy nhiên, việc điều chỉnh này phải đảm bảo VPP có đủ năng lượng để cung cấp dịch vụ dự phòng trong giai đoạn hợp đồng tiếp theo.

Để giải quyết vấn đề nêu trên, một mô hình tối ưu hóa hai bậc được đề xuất. Đây là mô hình được xây dựng từ góc độ của đơn vị vận hành VPP và tập trung vào việc xác định công suất dự phòng tối ưu mà VPP có thể cấp cho hệ

thông. Các kịch bản hoạt động có thể có của VPP trong thị trường DA và ID cũng được tính toán nhưng không phải là kết quả chính của bài toán này. Xác suất huy động dự phòng cũng như tính bất định trong phụ tải và công suất phát của RES cũng được xét đến trong mô hình này.

Hai bậc của mô hình tối ưu được trình bày như sau:

- Trong bậc 1, VPP quyết định chiến lược giao dịch trên thị trường BC dựa trên số liệu dự báo dài hạn của RES và phụ tải cục bộ, cũng như là xác suất huy động dự phòng. Công suất dự phòng  $SR^t$  phải cao hơn mức tối thiểu được quy định trong thị trường BC và phải có khả năng duy trì trong thời gian tối thiểu  $\tau_{ION}$ .

- Trong bậc 2: VPP dự tính các kịch bản giao dịch  $P_{sell}^t/P_{buy}^t$  trong thị trường DA. Chú ý rằng, ở thời điểm thực hiện mô hình này, công suất phát khả dụng của RES và phụ tải chỉ là số liệu dự báo dài hạn với sai số lớn nên các kịch bản DA sẽ được tính toán và điều chỉnh lại lần nữa vào ngày thực hiện giao dịch với các số liệu dự báo ngắn hạn mới nhất được cập nhật. Đồng thời, các kịch bản huy động dự phòng cũng được tính đến để dự đoán lượng năng lượng mua / bán cần được điều chỉnh trong thị trường ID.

Để đơn giản hóa mô hình, nhóm tác giả chỉ xem xét hai trường hợp sau: Toàn bộ công suất dự phòng được huy động hoặc không huy động dự phòng, trong đó xác suất xảy ra những trường hợp này trong giờ  $t$  được giả định lần lượt là  $p_{SR}^t$  và  $(1 - p_{SR}^t)$ . Số liệu  $P_{sell}^t/P_{buy}^t$  trong kịch bản huy động toàn bộ dự phòng sẽ được dùng làm kế hoạch vận hành đăng ký trong thị trường DA. Ngược lại, số liệu  $P_{sell}^t/P_{buy}^t$  tương ứng với kịch bản không huy động dự phòng cho thấy, sự hiệu chỉnh của VPP trong thị trường ID.

### 3. Bài toán tối ưu hóa hai bậc xác định kế hoạch vận hành của VPP

Bài toán tối ưu hóa kế hoạch vận hành được xây dựng với hàm mục tiêu là tối đa hóa lợi nhuận của VPP:

$$\begin{aligned} \text{Maximize } F = & \sum_{t=1}^{24} SR^t c_{SRbase} + p_{SR}^t SR^t c_{SR}^t + \\ & \mathbb{E} \left[ \begin{aligned} & p_{SR}^t (P_{sell,1}^t c_{sell}^t - P_{buy,1}^t c_{buy}^t) + \\ & (1 - p_{SR}^t) (P_{sell,2}^t c_{sell}^t - P_{buy,2}^t c_{buy}^t) \end{aligned} \right] \quad (1) \end{aligned}$$

Trong đó:  $SR^t$  là công suất dự phòng tối đa mà VPP có thể cung cấp trong giờ  $t$ ;  $p_{SR}^t$  là xác suất huy động toàn bộ công suất dự phòng của VPP;  $P_{sell,1}^t/P_{buy,1}^t$  là công suất bán/ mua của VPP trong thị trường DA;  $P_{sell,2}^t/P_{buy,2}^t$  là công suất bán/ mua đã được hiệu chỉnh trong thị trường ID.

#### 3.1. Ràng buộc bậc 1 của bài toán

Ràng buộc này cho thấy, VPP cần phải đảm bảo công suất dự phòng lớn hơn mức tối thiểu  $SR_{min}$  và duy trì trong thời gian tối thiểu  $\tau_{ION}$ .

$$\begin{aligned} SR_{min} \leq SR^t = & P_{RES-SR}^t + P_{ESS-SR}^t \\ & \leq u_{SR}^t (P_{ESSmax} + P_{RESrated}) \end{aligned} \quad (2)$$

$$u_{SR}^t - u_{SR}^{t-1} = u^t \quad (2)$$

$$\sum_{k=t-\tau_{ION}}^t u^k \leq u_{SR}^t$$

Trong đó,  $P_{RES-SR}^t$  và  $P_{ESS-SR}^t$  lần lượt là công suất dự phòng cấp bởi RES và ESS;  $P_{ESSmax}$  là công suất nạp/xả

định mức của ESS;  $P_{RESrated}$  là công suất định mức của RES. Biến nhị phân  $u_{SR}^t$  bằng 1 thể hiện VPP có hợp đồng cung cấp dự phòng SR trong giờ  $t$  và ngược lại.

#### 3.2. Ràng buộc bậc 2

Các ràng buộc bậc 2 được thiết lập tương ứng với hai trường hợp: Toàn bộ công suất dự phòng của VPP được huy động/ không được huy động. Trong các ràng buộc này, công suất phát khả dụng của RES và phụ tải cục bộ là hai tham số bất định được xác định bằng số liệu dự báo và sai số dự báo với giả thiết các sai số dự báo tuân theo hàm phân bố chuẩn (Normal Distribution Function).

##### 3.2.1. Trường hợp 1: Công suất dự phòng của VPP được huy động hoàn toàn

- Các ràng buộc vận hành của RES:

$$\begin{aligned} u_{RES}^t P_{RESmin}^t & \leq P_{RES,1}^t \\ & \leq u_{RES}^t (P_{RESf}^t + P_{RES-error}^t P_{RESf}^t) \quad (3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{RES,1}^t = & P_{RES-SR}^t + P_{RES-grid,1}^t + P_{RES-load,1}^t \\ & + P_{RES-ESS,1}^t \quad (4) \end{aligned}$$

Các ràng buộc trên cho thấy rằng công suất phát  $P_{RES,1}^t$  trong giờ  $t$  của RES phải lớn hơn công suất phát tối thiểu  $P_{RESmin}^t$  được quy định bởi đặc tính kỹ thuật của RES, đồng thời không được lớn hơn số liệu dự báo  $P_{RESf}^t$  và có tính đến sai số dự báo  $P_{RES-error}^t$ . Công suất phát của RES được dùng để phát lên lưới ( $P_{RES-grid,1}^t$ ), cung cấp cho phụ tải ( $P_{RES-load,1}^t$ ) và tích trữ trong ESS ( $P_{RES-ESS,1}^t$ ). Trong các ràng buộc này,  $u_{RES}^t$  là biến nhị phân thể hiện trạng thái ON/OFF của RES.

- Ràng buộc của ESS:

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{ESS,1}^{ch,t} = & P_{RES-ESS,1}^t + P_{grid-ESS,1}^t \\ & \leq u_{SS,1}^t P_{ESSmax} \quad (5) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{ESS,1}^{disch,t} = & P_{ESS-SR}^t + P_{ESS-grid,1}^t + P_{ESS-load,1}^t \\ & \leq (1 - u_{SS,1}^t) P_{ESSmax} \quad (6) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{ESSmin} \leq E_{ESS,1}^t = & E_{ESS,1}^{t-1} + \eta P_{ESS,1}^{ch,t} - P_{ESS,1}^{disch,t} / \eta \\ & \leq E_{ESSmax} \quad (7) \end{aligned}$$

$$E_{ESS}^{t=0} = E_{ESS}^{t=24} \quad (8)$$

Trong ràng buộc (5) và (6),  $P_{ESS,1}^{ch,t}$  và  $P_{ESS,1}^{disch,t}$  lần lượt tương ứng là công suất nạp hoặc xả của ESS trong giờ  $t$  và bị giới hạn bởi công suất định mức  $P_{ESSmax}$ . Biến nhị phân  $u_{SS,1}^t$  biểu diễn trạng thái nạp/xả của ESS. Khi ở trạng thái nạp, ESS lấy được cung cấp điện từ RES ( $P_{RES-ESS,1}^t$ ) và từ hệ thống điện ( $P_{grid-ESS,1}^t$ ). Ngược lại, khi ở trạng thái xả, ESS phát công suất  $P_{ESS-grid,1}^t$  lên hệ thống và cung cấp  $P_{ESS-load,1}^t$  cho phụ tải cục bộ.

Ràng buộc (7) cho thấy, mối liên hệ giữa năng lượng  $E_{ESS,1}^t$  tích trữ trong ESS và công suất nạp/xả trong mỗi giờ, trong đó  $\eta$  là hiệu suất nạp/xả. Ràng buộc này cũng cho thấy,  $E_{ESS,1}^t$  bị giới hạn bởi hai thông số kỹ thuật  $E_{ESSmax}$  và  $E_{ESSmin}$ . Bên cạnh đó, ràng buộc (8) yêu cầu năng lượng tích trữ trong ESS sau mỗi ngày cần được phục hồi về một giá trị cài đặt ban đầu.

- Ràng buộc của giao dịch DA:

$$0 \leq P_{sell,1}^t = P_{RES-grid,1}^t + P_{ESS-grid,1}^t \leq (1 - u_{buy,1}^t)(P_{ESSmax} + P_{RESrated} - SR^t) \quad (9)$$

$$0 \leq P_{buy,1}^t = P_{grid-load,1}^t + P_{grid-ESS,1}^t \leq u_{buy,1}^t(P_{ESSmax} + Load_{max}) \quad (10)$$

$$u_{buy}^t + u_{SR}^t \leq 1 \quad (11)$$

Các ràng buộc trên cho thấy, công suất  $P_{sell,1}^t$  mà VPP bán lên hệ thống trong giao dịch DA được lấy từ RES và ESS. Ngược lại, phần công suất  $P_{buy,1}^t$  mua từ hệ thống sẽ được dùng để cấp cho phụ tải cục bộ ( $P_{grid-load,1}^t$ ) và nạp vào ESS ( $P_{grid-ESS,1}^t$ ). Biến nhị phân  $u_{buy}^t$  bằng 1 thể hiện VPP mua điện trong giờ  $t$  và ngược lại. Ràng buộc (11) không cho phép VPP mua điện trong thị trường DA để cung cấp cho dự phòng cùng một lúc.

- Ràng buộc cân bằng công suất:

$$P_{RES,1}^t + P_{ESS,1}^{disch,t} + P_{buy,1}^t = SR^t + P_{sell,1}^t + P_{ESS,1}^{ch,t} + P_{Df}^t + P_{D-error}^t P_{Df}^t \quad (12)$$

### 3.2.2. Trường hợp 2: VPP không được huy động để cung cấp dự phòng

Tương tự như trường hợp 1, các ràng buộc của trường hợp 2 được viết như sau:

- Các ràng buộc vận hành của RES:

$$u_{RES}^t P_{RESmin}^t \leq P_{RES,2}^t + P_{RES-SR}^t \leq u_{RES}^t (P_{RESf}^t + P_{RES-error}^t P_{RESf}^t) \quad (13)$$

$$P_{RES,2}^t = P_{RES-grid,2}^t + P_{RES-load,2}^t + P_{RES-ESS,2}^t \quad (14)$$

- Ràng buộc của ESS:

$$0 \leq P_{ESS,2}^{ch,t} = P_{RES-ESS,2}^t + P_{grid-ESS,2}^t \leq u_{SS,2}^t P_{ESSmax} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{ESS,2}^{disch,t} = P_{ESS-grid,2}^t + P_{ESS-load,2}^t \leq (1 - u_{SS,2}^t) P_{ESSmax} \quad (16)$$

$$P_{ESS,2}^{disch,t}(\xi) + P_{ESS-SR}^t \leq P_{ESSmax} \quad (17)$$

$$E_{ESSmin} \leq E_{ESS,2}^t = E_{ESS,2}^{t-1} + \eta P_{ESS,2}^{ch,t} - P_{ESS,2}^{disch,t} / \eta \leq E_{ESSmax} \quad (18)$$

- Ràng buộc của giao dịch DA:

$$0 \leq P_{sell,2}^t = P_{RES-grid,2}^t + P_{ESS-grid,2}^t \leq (1 - u_{buy,2}^t)(P_{ESSmax} + P_{RESrated} - SR^t) \quad (19)$$

$$0 \leq P_{buy,2}^t = P_{grid-load,2}^t + P_{grid-ESS,2}^t \leq u_{buy,2}^t(P_{ESSmax} + Load_{max}) \quad (20)$$

- Ràng buộc cân bằng công suất:

$$P_{RES,2}^t + P_{ESS,2}^{disch,t} + P_{buy,2}^t = P_{sell,2}^t + P_{ESS,2}^{ch,t} + P_{Df}^t + P_{D-error}^t P_{Df}^t \quad (21)$$

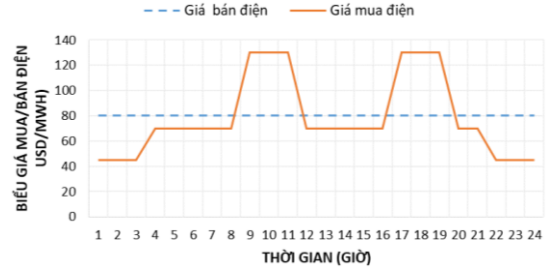
## 4. Tính toán thử nghiệm

### 4.1. Mô hình thử nghiệm

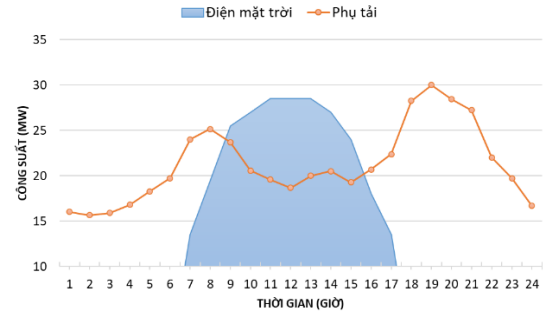
Trong phần này, các tác giả áp dụng bài toán kế hoạch vận hành tối ưu trong thị trường điện đã trình bày trong phần 2 và 3 để thử nghiệm cho một mô hình VPP đơn giản với tổng công suất định mức của các hệ thống điện mặt trời

là 30 MW. Phụ tải cục bộ trong VPP có công suất dự báo lớn nhất trong ngày là 30 MW. Để tính toán mô hình tối ưu, các tác giả dùng công cụ GAMS [19] và CPLEX [20].

Nghiên cứu này giả thiết rằng, hệ thống VPP nói trên đang được vận hành tại Việt Nam và được phép bán điện lên hệ thống với mức giá 80 USD/MWh. Ngược lại, giá điện mà VPP mua từ hệ thống là biểu giá ba bậc 130 USD/MWh, 70 USD/MWh, và 45 USD/MWh tương ứng với các khung giờ: Cao điểm, bình thường và thấp điểm (Hình 4) [21]. Đối với thị trường BC, do thị trường này chưa được xây dựng và vận hành tại Việt Nam nên các tác giả giả thiết rằng VPP sẽ thu được 8 USD cho mỗi MW công suất dự phòng. Bên cạnh đó, mỗi MWh điện năng dự phòng sẽ có giá cao hơn giá bán điện thông thường là 30%.



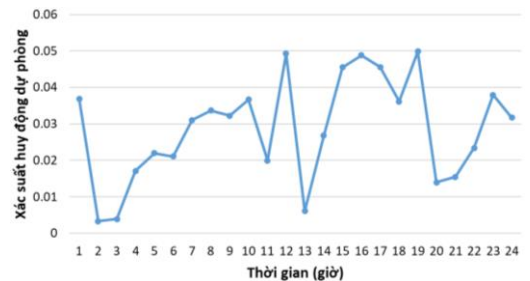
Hình 4. Biểu giá mua/bán điện



Hình 5. Số liệu dự báo công suất điện mặt trời và phụ tải

Tổng công suất dự báo của điện mặt trời cũng như của phụ tải được biểu diễn như trên Hình 5. Sai số dự báo được giả thiết tuân theo hàm phân phối chuẩn với giá trị trung bình bằng 0 và độ lệch chuẩn 0,05.

Xác suất huy động dự phòng trong mỗi giờ được giả thiết như trên Hình 6. Xác suất này được tạo ngẫu nhiên từ hàm phân bố đều  $U(0,0.05)$  (Uniform distribution function).



Hình 6. Xác suất huy động dự phòng

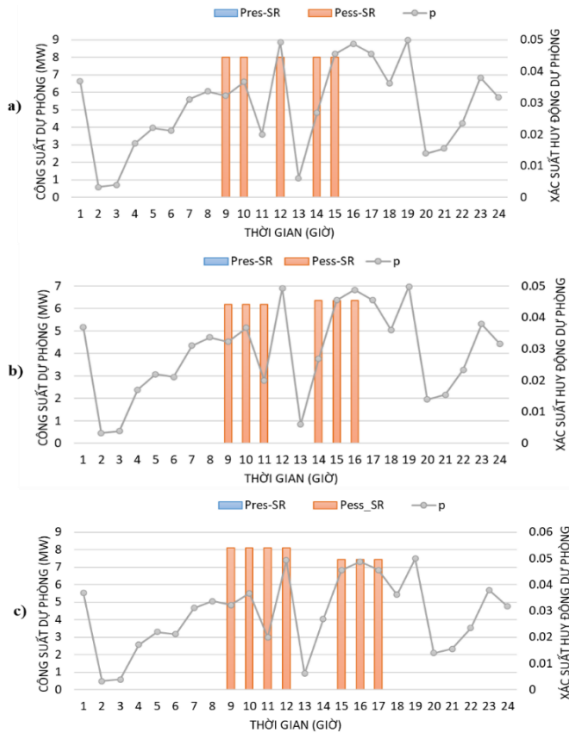
### 4.2. Kết quả tính toán

Mô hình VPP nói trên được tính toán với ba trường hợp sau đây:

- Trường hợp 1: Thông số ESS là 10 MW/40 MWh; thời gian duy trì dự phòng tối thiểu là 1 giờ.
- Trường hợp 2: Thông số ESS là 10 MW/40 MWh;

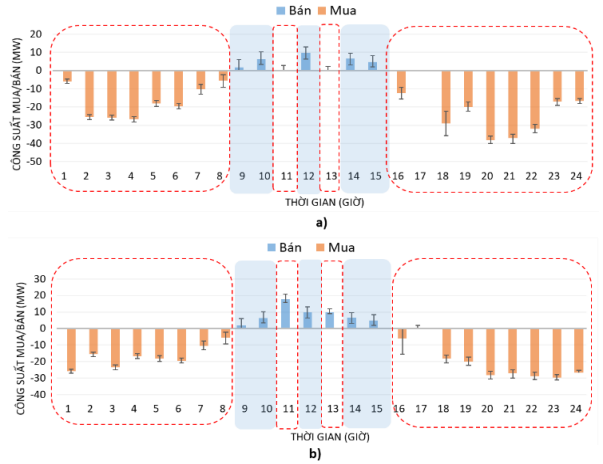
thời gian duy trì dự phòng tối thiểu là 3 giờ.

- Trường hợp 3: Thông số ESS là 20 MW/40 MWh; thời gian duy trì dự phòng tối thiểu là 3 giờ.



**Hình 7.** Công suất dự phòng tối ưu trong ba trường hợp khác nhau về thông số của ESS và thời gian duy trì dự phòng tối thiểu. a) Trường hợp 1; b) Trường hợp 2; c) Trường hợp 3

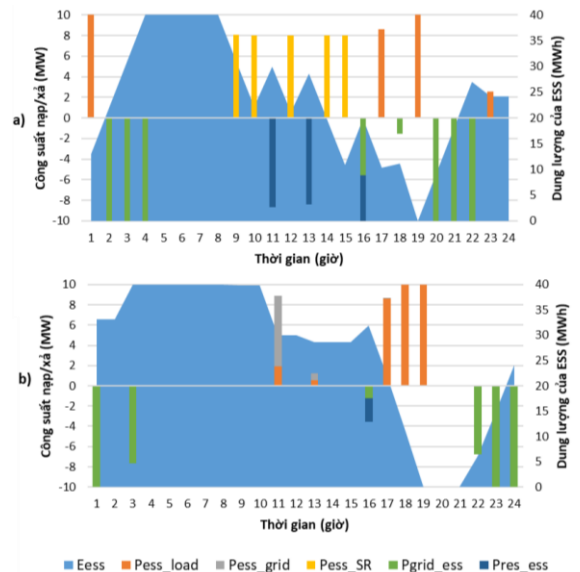
Với số liệu RES và phụ tải đã cho ở trên, có thể thấy rằng, công suất phát của RES khá nhỏ và chỉ có dư thừa công suất để bán lên lưới hoặc nạp vào ESS trong khoảng thời gian từ 9 giờ đến 15 giờ hàng ngày. Điều đó cũng cho thấy, khả năng cung cấp dự phòng của VPP rất hạn chế. Tuy nhiên, với mô hình vận hành đã được xây dựng trong Phần 2, VPP có thể cung cấp hợp đồng dự phòng ngay cả khi công suất phát của RES nhỏ hơn phụ tải cục bộ như lúc 16 giờ và 17 giờ trong trường hợp 3 (Hình 7c). Việc xét đến xác suất huy động dự phòng cũng khiến cho VPP phải điều tiết công suất phát sao cho có thể cung cấp dự phòng trong những giờ có xác suất huy động dự phòng cao. Cụ thể, trong trường hợp 1, khi thời gian duy trì dự phòng được yêu cầu ít nhất là một giờ, VPP sẽ cung cấp ba giai đoạn dự phòng là (9 giờ - 10 giờ), (12 giờ) và (14 giờ - 15 giờ) đều là những khung giờ có xác suất huy động dự phòng cao (Hình 7a). Ngược lại, tại thời điểm 11 giờ và 13 giờ, VPP không có hợp đồng cung cấp dự phòng mặc dù công suất phát của RES dư thừa, lý do là vì xác suất huy động dự phòng trong hai giờ này khá thấp. Trong các trường hợp 2 và 3, thời gian duy trì dự phòng tối thiểu tăng lên thành 3 giờ dẫn đến số giai đoạn cung cấp dự phòng giảm đi, khoảng cách giữa các giai đoạn kéo dài ra để VPP có thể tích lũy đủ năng lượng cho giai đoạn dự phòng tiếp theo. Tuy nhiên, có thể thấy, trong những trường hợp này, VPP vẫn có xu hướng cung cấp dự phòng trong những giờ có nguy cơ thiếu điện cao. Bên cạnh đó, các kết quả cũng cho thấy chỉ có ESS tham gia cung cấp dự phòng. Tổng công suất dự phòng cũng được nâng cao khi công suất nạp/xả định mức của ESS tăng lên (Hình 7b, 7c). Điều này cho thấy được vai trò quan trọng của ESS trong thị trường dịch vụ dự phòng.



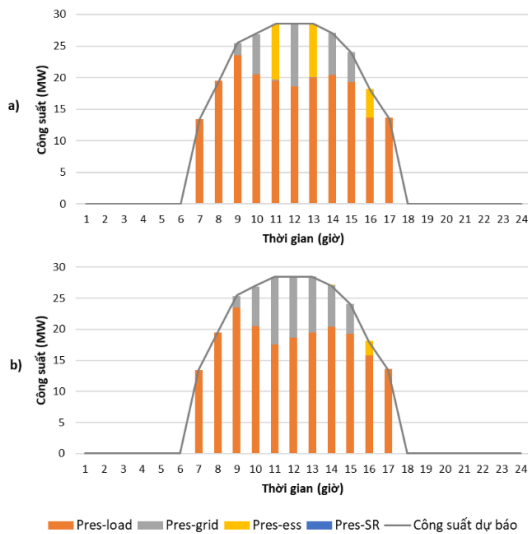
**Hình 8.** Công suất mua/bán của VPP trong trường hợp 1. a) Khi công suất dự phòng được huy động hoàn toàn; b) Khi công suất dự phòng không được huy động

Các tác giả đã đi sâu vào phân tích kết quả của trường hợp 1. Công suất mua/bán của VPP trong thị trường DA/ID được biểu diễn trong Hình 8. Do mô hình đề xuất có xét đến tính bất định của phụ tải và công suất khả dụng của RES, trong khi đó các thông số vận hành của VP trong thị trường DA/ID lại là các biến bậc hai của mô hình. Vì vậy, các kết quả trong Hình 8 được coi là dự báo về kế hoạch giao dịch trong tương lai với giá trị trung bình và mức độ biến thiên được biểu thị bằng biểu đồ cột và thanh lỗi (Errors Bars) tương ứng.

Kết quả 8a là kịch bản mua/bán của VPP khi toàn bộ công suất dự phòng được huy động, đồng thời cũng chính là kịch bản được dùng trong giao dịch DA. Ngược lại, khi công suất dự phòng chỉ được huy động một phần hoặc không được huy động, phần năng lượng ESS còn dư thừa sau các kỳ hợp đồng có thể được dùng để cung cấp cho phụ tải, giúp làm giảm bớt lượng công suất mua vào trong đêm. Các vùng được bao bởi nét đứt đỏ trong Hình 8b biểu diễn sự hiệu chỉnh công suất mua/bán của VPP trong thị trường ID sau khi công suất dự phòng không được huy động. Đây cũng chính là mức hiệu chỉnh lớn nhất.



**Hình 9.** Thông số vận hành của ESS trong trường hợp 1. a) Khi công suất dự phòng được huy động hoàn toàn; b) Khi công suất dự phòng không được huy động



**Hình 10. Công suất phát của RES trong trường hợp 1.**  
**a) Khi công suất dự phòng được huy động hoàn toàn;**  
**b) Khi công suất dự phòng không được huy động**

Các thông số vận hành của ESS và RES được trình bày trong Hình 9 và 10. Tuy nhiên để đơn giản, các hình này chỉ biểu diễn giá trị trung bình của các kết quả thu được. Từ các kết quả này, có thể thấy một phần điện năng mà VPP mua từ hệ thống vào ban đêm được dùng để nạp cho ESS giúp đảm bảo ESS có đủ năng lượng trước khi bắt đầu kỳ hợp đồng dự phòng đầu tiên trong ngày. Nhờ đó, mặc dù chỉ có nguồn công suất phát rất nhỏ nhưng VPP vẫn có thể tham gia vào thị trường BC.

## 5. Kết luận

Trong nghiên cứu này, các tác giả đã đề xuất mô hình tính toán công suất dự phòng tối ưu của VPP, đồng thời dự báo các kịch bản mua/bán có thể xảy ra trong thị trường DA và ID tương ứng với các tình huống huy động dự phòng. Việc cho phép VPP hiệu chỉnh công suất mua/bán trong thị trường ID giúp VPP có thể tận dụng tối đa năng lượng tích trữ, từ đó thu được lợi nhuận cao hơn. Xác suất huy động dự phòng đã được xét đến để đảm bảo VPP có thể cung cấp dự phòng trong những giờ có nguy cơ thiếu điện cao. Các kết quả cũng cho thấy rõ ESS đóng vai trò chính trong việc cung cấp dự phòng của VPP.

Trong những nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ tập trung cải thiện mô hình tính toán như đưa thêm kịch bản chào giá trong thị trường điện cạnh tranh giúp nâng cao tính thực tiễn của mô hình.

**Lời cảm ơn:** Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Bách khoa Hà Nội qua đề tài mã số T2020-TT-001.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] J. Arias, "Solar Energy, Energy Storage and Virtual Power Plants in Japan", *EU-Japan Centre for Industrial Cooperation*, 2018. [https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/publications/docs/min18\\_1\\_arias\\_solarenergy-energystorageandvirtualpowerplantsinjapan.pdf](https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/publications/docs/min18_1_arias_solarenergy-energystorageandvirtualpowerplantsinjapan.pdf) (accessed Sep. 18, 2021).

[2] S. Wassermann, M. Reeg, and K. Nienhaus, "Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources", *Energy Policy*, vol. 76, pp. 66–75, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.enpol.2014.10.013.

[3] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, "Microgrids and virtual

power plants: Concepts to support the integration of distributed energy resources", *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*, vol. 222, no. 7, pp. 731–741, Nov. 2008, doi: 10.1243/09576509JPE556.

[4] T. Sikorski *et al.*, "A Case Study on Distributed Energy Resources and Energy-Storage Systems in a Virtual Power Plant Concept: Economic Aspects", *Energies*, vol. 12, no. 23, p. 4447, Nov. 2019, doi: 10.3390/en12234447.

[5] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources", *IET Renew. Power Gener.*, vol. 1, no. 1, pp. 10–16, 2007, doi: 10.1049/iet-rpg:20060023.

[6] D. Koraki and K. Strunz, "Wind and solar power integration in electricity markets and distribution networks through service-centric virtual power plants", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 473–485, Jan. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2710481.

[7] Q. Zhao, Y. Shen, and M. Li, "Control and Bidding Strategy for Virtual Power Plants with Renewable Generation and Inelastic Demand in Electricity Markets", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 562–575, Apr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2504561.

[8] A. Baringo, L. Baringo, and J. M. Arroyo, "Day-Ahead Self-Scheduling of a Virtual Power Plant in Energy and Reserve Electricity Markets under Uncertainty", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 1881–1894, May 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2883753.

[9] 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, May 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2070884.

[10] S. R. Dabbagh and M. K. Sheikh-El-Eslami, "Risk Assessment of Virtual Power Plants Offering in Energy and Reserve Markets", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3572–3582, Sep. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2493182.

[11] M. Vahedipour-Dahraie, H. Rashidzade-Kermani, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalao, "Risk-Averse Optimal Energy and Reserve Scheduling for Virtual Power Plants Incorporating Demand Response Programs", *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–1, Sep. 2020, doi: 10.1109/tsg.2020.3026971.

[12] Y. Zhou, Z. Wei, G. Sun, K. W. Cheung, H. Zang, and S. Chen, "Four-level robust model for a virtual power plant in energy and reserve markets", *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 11, pp. 2006–2014, Jun. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5197.

[13] F. Ocker, S. Braun, and C. Will, "Design of European balancing power markets", *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2016-July, Jul. 2016, doi: 10.1109/EEM.2016.7521193.

[14] K. Poplavskaya, J. Lago, and L. de Vries, "Effect of market design on strategic bidding behavior: Model-based analysis of European electricity balancing markets", *Appl. Energy*, vol. 270, p. 115130, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115130.

[15] K. Hayashi, Y. Mikami, K. Hirano, and H. Terayama, "Development of Large-scale Hybrid Power Storage System: System Demonstration Project in Lower Saxony, Germany: Hitachi Review", 2020. [http://www.hitachi.com/rev/archive/2020/r2020\\_04/04c02/index.htm](http://www.hitachi.com/rev/archive/2020/r2020_04/04c02/index.htm) (accessed Sep. 18, 2021).

[16] Q. Wang, C. Zhang, Y. Ding, G. Xydis, J. Wang, and J. Østergaard, "Review of real-time electricity markets for integrating Distributed Energy Resources and Demand Response", *Appl. Energy*, vol. 138, pp. 695–706, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.10.048.

[17] Y. SAKUMA, "Japanese Energy Market-Optimum Use of Distributed Energy Resources for Demand-side Response-Yasuhiko SAKUMA", Apr. 2021. Accessed: Jul. 13, 2021. [Online]. Available: [https://www.openadr.org/assets/210422\\_DER\\_METI\\_Mr.SAKUMA.pdf](https://www.openadr.org/assets/210422_DER_METI_Mr.SAKUMA.pdf).

[18] FINGRID., "Reserve products and reserve market places" <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf> (accessed Sep. 18, 2021).

[19] M. R. Bussieck and A. Meeraus, "General Algebraic Modeling System (GAMS)", in *Modeling Languages in Mathematical Optimization*, Josef Kallrath, Ed. Boston, MA: Springer, 2004, pp. 137–157.

[20] IBM, "ILOG CPLEX Optimization Studio | IBM.", [Online] <https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio> (accessed Oct. 30, 2021).

[21] EVN, "Electricity tariff in the wholesale market", [Online] <https://www.evn.com.vn/c3/evn-va-khach-hang/Bieu-gia-ban-buon-dien-9-80.aspx> (accessed Sep. 18, 2019).