

# TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH NHÀ MÁY ĐIỆN ẢO TRONG THỊ TRƯỜNG ĐIỆN NGÀY TỚI

OPTIMAL OPERATION OF VIRTUAL POWER PLANTS IN DAY AHEAD MARKET

Nguyễn Đức Huy<sup>1,\*</sup>, Nguyễn Hồng Nhung<sup>1</sup>,  
Đào Mạnh Cường<sup>1</sup>, Vũ Minh Phúc<sup>1</sup>, Đặng Minh Quân<sup>1</sup>

DOI: <https://doi.org/10.57001/huih5804.2023.042>

## TÓM TẮT

Ngày nay, nhu cầu sử dụng điện tăng lên mạnh mẽ đã gây áp lực lớn lên sản xuất điện cũng như vận hành hệ thống điện. Đây là động lực để thúc đẩy sự đầu tư vào các nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng tái tạo này phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết và rất khó để dự báo chính xác cũng như điều chỉnh công suất phát dẫn đến nhiều khó khăn trong việc phối hợp vận hành hệ thống điện. Để giải quyết những vấn đề trên thì việc tích hợp các nguồn điện tái tạo vào trong một mô hình nhà máy điện ảo (VPP) có thể coi là một giải pháp hứa hẹn. Bài báo này sẽ giới thiệu mô hình nhà máy điện ảo (VPP) cũng như thực hiện tối ưu hóa vận hành mô hình VPP có xét đến giao dịch ngày tới (day-ahead market) với thị trường điện. Phần tối ưu hóa sẽ được thực hiện trên phần mềm GAMS và CPLEX. Kết quả tối ưu có xét đến các kịch bản khác nhau sẽ được trình bày và thảo luận. Tiềm năng ứng dụng của VPP là rất lớn, vì thế, nghiên cứu này có ý nghĩa thực tiễn cao.

**Từ khóa:** Nhà máy điện ảo, năng lượng tái tạo, thị trường điện ngày tới, tối ưu hóa vận hành.

## ABSTRACT

Nowadays, the rapidly increasing demand for electricity has put great pressure on electricity production as well as power system operation. This is the driving force for investments in renewable energy sources like solar power and wind power. However, these renewable energy sources are highly dependent on weather conditions, which makes it challenging to forecast and precisely adjust generating capacity. Therefore, this leads to difficulties in coordinating and operating the power system. Integrating renewable power sources into the virtual power plant (VPP) can be a promising solution to solve the above problems. This article will introduce the VPP model as well as optimize the operation of this model considering the day-ahead market with the electricity market. GAMS and CPLEX software will be used for the optimization segment. The optimal results under different scenarios will be shown and discussed. This research has substantial practical significance because VPP has a broad range of applications.

**Keywords:** Virtual power plant, renewable energy, day-ahead market, optimal operation.

<sup>1</sup>Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội

\*Email: huy.nguyenduc1@hust.edu.vn

Ngày nhận bài: 20/10/2022

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 02/02/2023

Ngày chấp nhận đăng: 15/3/2023

## CÁC TỪ VIẾT TẮT

VPP (Virtual Power Plant): Nhà máy điện ảo

PV (Photovoltaic): Quang điện

DR (Demand Response): Đáp ứng nhu cầu phụ tải

ESS (Energy Storage System): Hệ thống lưu trữ năng lượng

CHP (Combined heat and power): Nhà máy điện nhiệt kết hợp

## CHỈ SỐ (INDEX)

t: Thời gian trong ngày (t=1,2,3...24) (h)

## BIẾN VÀ THAM SỐ

$P_t^{PV}$ : Công suất phát thực tế của PV tại thời điểm t [MW]

$P_t^{PVFC}$ : Công suất dự báo khả dụng của PV tại thời điểm t [MW]

$P_L^{PV}$ : Giới hạn công suất phát tối thiểu của PV [MW]

$u_t^{PV}$ : Biến trạng thái bật/tắt của PV.  $u_t^{PV} = 1$  khi PV bật trong khoảng thời gian t,  $u_t^{PV} = 0$  khi PV tắt trong khoảng thời gian t.

$P_{min}^{CHP}$ : Công suất phát tối thiểu của nhà máy CHP [MW]

$P_{max}^{CHP}$ : Công suất phát tối đa của nhà máy CHP [MW]

$P_t^{CHP}$ : Công suất phát của nhà máy CHP tại thời điểm t [MW]

$u_{SU,t}^{CHP}$ ,  $u_{SD,t}^{CHP}$ ,  $u_{SD,t}^{CHP}$  là các biến trạng thái của nhà máy CHP tại thời điểm t. Trong đó:  $u_t^{CHP} = 1$  khi nhà máy CHP vận hành trong khoảng thời gian t,  $u_t^{CHP} = 0$  khi tổ máy ngừng hoạt động;  $u_{SU,t}^{CHP} = 1$  khi nhà máy bigoas khởi động ở khoảng thời gian t,  $u_{SU,t}^{CHP} = 0$  khi nhà máy không khởi động;  $u_{SD,t}^{CHP} = 1$  khi nhà máy CHP dừng ở khoảng thời gian t,  $u_{SD,t}^{CHP} = 0$  khi nhà máy không khởi động

$P_t^W$ : Công suất phát thực tế của điện gió tại thời điểm t [MW]

$P_L^W$ : Giới hạn dưới công suất phát của điện gió [MW]

$P_t^{WFC}$ : Dự báo công suất khả dụng của điện gió tại thời điểm t [MW]

$u_t^W$ : Biến trạng thái bật/ tắt của điện gió.  $u_t^W = 1$  khi điện gió bật trong khoảng thời gian  $t$ ,  $u_t^W = 0$  khi điện gió tắt trong khoảng thời gian  $t$

$P_{Bt}^{disc}$ : Công suất xả của pin tại thời điểm  $t$  [MW]

$P_{Bt}^{char}$ : Công suất sạc tại thời điểm  $t$  [MW]

$P_{B,max}^{char}$ : Công suất sạc/xả lớn nhất của pin [MW]

$b_t$  là biến nhị phân chỉ trạng thái của pin.  $b_t = 1$  khi pin ở trạng thái xả,  $b_t = 0$  khi pin ở trạng thái sạc

$E_{ess(t)}$ : Mức năng lượng của tấm pin  $h$  tại thời điểm  $t$  [MW]

$\eta_B^{char}$ : Hiệu suất sạc/xả của pin

$E_{rate}$ : Dung lượng tối đa của pin [MW]

$E_{ess(t)}$ : Mức năng lượng tại thời điểm  $t$  của pin [MW]

$P_t^{demand}$ : Nhu cầu tiêu thụ công suất thực tế tại thời điểm  $t$  ( đây là nhu cầu tiêu thụ sau khi đã có những điều chỉnh) [MW]

$P_t^{load}$ : Nhu cầu công suất dự báo ban đầu tại thời điểm  $t$  [MW]

$P_t^{DRup}$ : Công suất DR tăng lên [MW]

$P_t^{DRdown}$ : Công suất DR giảm xuống [MW]

$LPF_{up/down}$ : Giới hạn phụ tải tham gia  $DR_{up/down}$

$P_{lim}^{sell}$ : Giới hạn công suất bán lên thị trường [MW]

$P_t^{sell}$ : Công suất điện bán lên thị trường của VPP [MW]

$P_t^{buy}$ : Công suất mua điện từ thị trường tại thời điểm  $t$  [MW]

$P_{lim}^{buy}$ : Giới hạn công suất mua điện từ thị trường [MW]

$u_t^{DA}$  là biến nhị phân chỉ trạng thái mua hoặc bán với thị trường điện.  $u_t^{DA} = 1$  là VPP bán lên thị trường điện,  $u_t^{DA} = 0$  là VPP mua điện từ thị trường

$OC_t$ : Chi phí vận hành nhà máy CHP [\$/MW]

$C_{SU}^{CHP}$ : Chi phí khởi động nhà máy CHP [\$/MW]

$C_{SD}^{CHP}$ : Chi phí tắt nhà máy CHP [\$/MW]

$C_V^{CHP}$ : Chi phí biến đổi trong nhà máy CHP [\$/MWh]

$DRC_t$ : Chi phí DR [\$/MW]

$C_t^{DRup}$ : Chi phí thực hiện DRup cho mỗi đơn vị điện [\$/MW]

$C_t^{DRdown}$ : Chi phí thực hiện DRdown cho mỗi đơn vị điện [\$/MW]

$DA_t^{buy}$ : Tổng chi phí mua điện trên thị trường [\$/MW]

$DA_t^{sell}$ : Tổng chi phí bán điện lên thị trường [\$/MW]

$C_t^{buy}$ : Chi phí mua điện từ thị trường [\$/MW]

$C_t^{sell}$ : Chi phí bán 1 đơn vị điện lên thị trường [\$/MW]

## 1. GIỚI THIỆU

Trong vòng một thập kỉ trở lại đây, khái niệm nhà máy điện ảo (VPP) đang dần trở nên phổ biến và phát triển trên

toàn thế giới. Nhà máy điện ảo có rất nhiều lợi ích. Nó có thể điều chỉnh công suất phát ra vào những thời điểm thích hợp để vừa đảm bảo độ ổn định cho lưới đồng thời đáp ứng được lượng điện năng tiêu thụ. Một lí do nữa khiến VPP trở nên thịnh hành bởi vì nó giúp các nhà máy năng lượng tái tạo với kích cỡ nhỏ có thể tham gia vào thị trường điện. Trên thế giới hiện nay có vô vàn nhà máy sản xuất năng lượng tái tạo với đa dạng quy mô lớn và nhỏ, hầu vậy không phải nhà máy nào cũng đủ điều kiện để tham gia vào thị trường mua bán điện. Ví dụ như ở Việt Nam, Cục Điều tiết điện lực đã ra quy định là công suất đặt của các nhà máy điện tái tạo phải lớn hơn 30MW thì mới được quyền lựa chọn gia nhập thị trường [1]. Chính vì vậy, việc VPP có khả năng tổng hợp các nguồn năng lượng phân tán từ những nhà máy chưa đạt đủ điều kiện, có quy mô nhỏ như ở trong hộ dân đã giúp những nhà máy ấy có cơ hội tham gia vào thị trường điện và đem lại rất nhiều lợi ích về mặt kinh tế.

Có rất nhiều bài báo nghiên cứu về những vấn đề xảy ra trong quá trình vận hành VPP trong đó có thể kể đến như việc quản lí các nguồn phân tán và năng lượng tái tạo để tích hợp lên lưới điện thông minh ở bài báo [2] hay là tiềm năng của việc dùng các phần mềm trí tuệ nhân tạo trong việc phân tích, dự báo số liệu để giải quyết sự bất ổn định của các nguồn năng lượng tái tạo cũng được đề cập trong bài báo [3]. Đặc biệt, có một hướng nghiên cứu có tính thực tiễn rất lớn, đó là việc tích hợp các nguồn điện tái tạo và tối ưu hóa vận hành cho VPP xét đến giao dịch ngày tới khi tham gia thị trường điện. Trong [4], những thuật toán nhằm tối ưu trong việc sản xuất quang điện đồng thời giảm tổn thất điện năng trên lưới đã được đưa ra, tuy nhiên chưa đề cập được đến các vấn đề về thị trường. Tương tự như vậy, bài báo [5] đã đề xuất ý tưởng tích hợp xe điện lên VPP cùng với những lợi ích có thể đạt được khi kết hợp cùng năng lượng gió nhưng cũng chưa nhắc đến việc mua bán. Bài báo [6,7] đã đề cập đến phương pháp tối ưu vận hành dựa trên giá cả là một giải pháp thích hợp cho việc giao dịch trên thị trường, tuy nhiên nhược điểm của bài báo là chưa xét tới các nguồn năng lượng tái tạo và DR

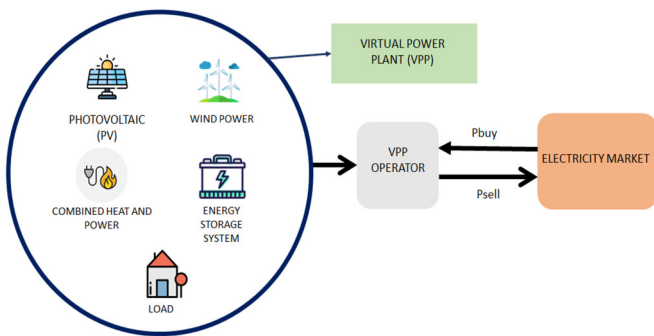
Khái niệm điều chỉnh nhu cầu phụ tải là sự thay đổi trong mô hình tiêu thụ điện thông thường để đối phó với vấn đề về giá điện cũng như giảm áp lực cho hệ thống điện vào những giờ cao điểm, khái niệm này được đề cập tới trong bài báo [8]. Tác giả của [9] đã nghiên cứu về việc lập kế hoạch vận hành hàng tuần cho VPP dựa trên mô hình bài toán tối ưu hóa tuyến tính ngẫu nhiên hai bậc có xét đến các yếu tố bao gồm hệ thống lưu trữ năng lượng, các nguồn năng lượng tái tạo bất định và nhà máy điện truyền thống. Trong [10], mô hình bài toán này còn được áp dụng với mục tiêu là tối đa hóa lợi nhuận thông qua việc tham gia vào cả giao dịch ngày tới và thị trường trong ngày của VPP. Tuy nhiên, điểm chung của cả [9,10] là đều chưa nghiên cứu về DR. Để giải quyết nhu cầu này, một mô hình toán học cho việc điều chỉnh phụ tải điện trong quản lí năng lượng đối với VPP được giới thiệu ở [11], mô hình này cũng đồng thời làm tăng sự linh hoạt và lợi nhuận khi giao

dịch trên thị trường. Ngoài ra trong bài báo [12], việc lập kế hoạch cho năng lượng dự trữ đã được đề xuất kết hợp với phương pháp tính xác suất xảy ra của các kịch bản dựa trên số liệu trong quá khứ, từ đó đáp ứng nhu cầu tiêu thụ và cải thiện lợi nhuận hàng giờ của VPP.

Trong bài báo này, bên cạnh việc đưa ra những ràng buộc nhằm tối ưu công suất khi vận hành trong nhà máy điện ảo của những nguồn năng lượng tái tạo quen thuộc như năng lượng gió hay mặt trời, nhà máy CHP. Ngoài ra, ESS cũng như DR đã được đề cập chi tiết trong bài báo. Với mục tiêu là tối đa hóa lợi nhuận thu được, các ràng buộc về chi phí vận hành và giao dịch ngày tới trong thị trường điện cũng đã được các tác giả xét đến.

**2. MÔ HÌNH BÀI TOÁN**

Mô hình vận hành VPP được thể hiện theo hình 1.



Hình 1. Mô hình vận hành nhà máy điện ảo trong thị trường điện

Trong bài báo, nhóm tác giả tập trung vào việc tối ưu vận hành VPP trong đó có xét đến các thành phần: điện mặt trời, điện gió, CHP, ESS và phụ tải địa phương. Trong mô hình này, VPP được tham gia vào thị trường ngày tới với cả hai vai trò là người mua lẫn người bán. Trong trường hợp công suất phát dư ra so với nhu cầu sử dụng, nhà sản xuất có thể phát điện bán lên hệ thống để thu về lợi nhuận. Ngược lại, khi lượng công suất sản sinh ra bị thiếu hụt, không cung cấp đủ cho phụ tải thì nhà sản xuất có thể mua thêm điện trên thị trường để bù vào. Lượng điện mua được có thể nạp vào ESS với hai mục đích. Thứ nhất, tại thời điểm giá điện cao, lượng điện ấy có thể được bán ngược lên thị trường để thu về lãi. Thứ hai, lượng điện lưu trữ có thể được dùng để cung cấp lên lưới khi nhu cầu phụ tải cao, tránh tình trạng thiếu hụt công suất. Bên cạnh đó, phụ tải địa phương cũng tham gia cung cấp DR khi công suất nguồn của VPP bị thiếu hụt, từ đó giảm chi phí vận hành VPP. Trong phần này, bài báo tập trung xây dựng kết hợp giữa việc tối ưu vận hành trong VPP đồng thời tối đa hóa lợi nhuận khi bán điện lên lưới.

Khi xét đến những ràng buộc tối ưu vận hành bên trong VPP, trước tiên nhóm tác giả tập trung nghiên cứu về công suất phát của các thành phần tham gia vào VPP như sau:

- Ràng buộc của nguồn điện gió và PV: công suất phát thực tế bị giới hạn bởi công suất dự báo và công suất phát tối thiểu:

$$u_t^{PV} * P_L^{PV} \leq P_t^{PV} \leq u_t^{PV} * P_t^{PVFC} \tag{1}$$

$$u_t^W * P_L^W \leq P_t^W \leq u_t^W * P_t^{WFC} \tag{2}$$

- Ràng buộc của nhà máy CHP: Với nhà máy này, công suất phát được giới hạn bởi công suất định mức:

$$u_t^{CHP} * P_{min}^{CHP} \leq P_t^{CHP} \leq u_t^{CHP} * P_{max}^{CHP} \tag{3}$$

Ngoài ra, giới hạn tăng/ giảm công suất kết hợp với các biến nhị phân quy định trạng thái vận hành của CHP được thể hiện qua các ràng buộc sau:

$$P_t^{CHP} - P_{t-1}^{CHP} \leq u_{t-1}^{CHP} * P_{RU}^{CHP} \tag{4}$$

$$P_t^{CHP} - P_{t-1}^{CHP} \leq u_{t-1}^{CHP} * P_{RD}^{CHP} \tag{5}$$

$$u_{SU,t}^{CHP} - u_{SD,t}^{CHP} = u_t^{CHP} - u_{t-1}^{CHP} \tag{6}$$

$$u_{SU,t}^{CHP} + u_{SD,t}^{CHP} \leq 1 \tag{7}$$

$$u_{SU,t}^{CHP}, u_{SD,t}^{CHP}, u_t^{CHP} \in \{0; 1\} \tag{8}$$

Trong đó, (4) và (5) lần lượt là giới hạn tăng giảm công suất. (6), (7), (8) là ràng buộc chỉ trạng thái.

- Ràng buộc của ESS: ESS được tích hợp trong VPP với mục đích tránh sự quá tải trên lưới cũng như điều chỉnh biểu đồ phụ tải tại những thời điểm khác nhau trong hệ thống điện. Giới hạn sạc và xả của pin lần lượt được thể hiện qua (9), (10). Hai ràng buộc này cũng cho thấy ở bất cứ thời điểm nào, ESS chỉ có thể hoặc nạp hoặc xả:

$$0 \leq P_{Bt}^{char} \leq (1 - b_t) P_{B,max}^{char} \tag{9}$$

$$0 \leq P_{Bt}^{disc} \leq b_t P_{B,max}^{char} \tag{10}$$

Mức năng lượng của pin tại thời điểm bất kì được xác định dựa trên hiệu suất sạc và xả. Mức năng lượng sau giờ t sẽ bằng tổng mức năng lượng trước giờ t cộng thêm phần năng lượng nạp vào và trừ đi phần năng lượng xả ra giữa 2 khoảng thời gian:

$$E_{ess(t)} = E_{ess(t-1)} + P_{Bt}^{char} \eta_B^{char} - \frac{P_{Bt}^{disc}}{\eta_B^{char}} \tag{11}$$

Ràng buộc (12) cho thấy mức năng lượng của pin tại bất cứ thời điểm nào đều bị giới hạn bởi mức năng lượng tối thiểu và mức năng lượng tối đa cho phép:

$$0,1 E_{rate} \leq E_{ess(t)} \leq 0,9 E_{rate} \tag{12}$$

Khi kết thúc 1 ngày làm việc, mức năng lượng trong tấm pin phải được trả về như trạng thái ban đầu để đảm bảo được vai trò của ESS trong lưới trong những ngày vận hành tiếp theo. Điều đó được quy định qua ràng buộc:

$$E_{ess(t=0)} = E_{ess(t=24)} = 0,5 E_{rate} \tag{13}$$

Do ESS khi làm việc nhiều giờ sẽ phát nóng giảm hiệu suất làm việc, cần phải có biện pháp làm mát làm giảm nhiệt độ của ESS, giải pháp thực tế là đưa ESS vào phòng điều hòa nhiệt độ thấp từ đó sẽ tổn lượng điện tự dùng để làm mát. Thông số này sẽ được cộng thêm vào phụ tải tiêu thụ  $P_t^{Load}$

- Ràng buộc về DR: Nghiên cứu này quan tâm đến DR ở mức độ đơn giản, trong đó trung tâm vận hành VPP sẽ trả một chi phí cho phụ tải địa phương để họ chấp nhận giảm hoặc tăng công suất điện. Điều này giúp giảm được chi phí mua điện từ hệ thống khi nguồn trong VPP thiếu hụt. Ngược lại, khi công suất dư thừa, điều này sẽ tăng khả năng

tận dụng tối đa công suất nguồn. Do không phải tất cả các phụ tải đều tham gia chương trình đáp ứng phụ tải linh hoạt, nên giới hạn công suất có thể tăng/ giảm phải nằm trong giới hạn cho phép. Giới hạn này thường được lấy theo tỷ lệ của tổng phụ tải (khoảng 8 - 30%) và được thể hiện ở trong (14) và (15):

$$0 \leq P_t^{DRup} \leq LPF_{up} * u_t^{DR} \quad (14)$$

$$0 \leq P_t^{DRdown} \leq LPF_{down} * (1 - u_t^{DR}) \quad (15)$$

Nhu cầu công suất thực tế của phụ tải tại từng thời điểm phụ thuộc vào nhu cầu dự báo công suất ban đầu cũng như lượng DR tăng hoặc giảm. Ràng buộc (16) đã thể hiện điều đó:

$$P_t^{demand} = P_t^{load} + P_t^{DRup} - P_t^{DRdown} \quad (16)$$

Tại mỗi thời điểm thì nhu cầu tiêu thụ thực tế sau khi điều chỉnh có thể thay đổi và khác với nhu cầu tiêu thụ ban đầu. Tuy nhiên, trong 1 ngày thì tổng công suất phụ tải tiêu thụ ban đầu phải bằng với tổng công suất phụ tải thực tế đã điều chỉnh để đảm bảo thỏa mãn được nhu cầu sử dụng điện của khách hàng trong 1 ngày. Điều này được thể hiện qua (17):

$$\sum_t^{24} P_t^{load} = \sum_t^{24} P_t^{demand} \quad (17)$$

- Ràng buộc mua/bán điện: Tại 1 thời điểm thì VPP chỉ có thể mua hoặc bán điện lên thị trường.

Giới hạn công suất bán lên thị trường được thể hiện như sau:

$$0 \leq P_t^{sell} \leq u_t^{DA} * M \quad (18)$$

Giới hạn công suất mua điện từ thị trường:

$$0 \leq P_t^{buy} \leq (1 - u_t^{DA}) * M \quad (19)$$

Trong đó, M là một số rất lớn

Ngoài ra, công suất mua/bán của VPP và công suất vận hành các phần tử trong VPP phải thỏa mãn ràng buộc cân bằng công suất sau:

$$P_t^{sell} - P_t^{buy} = P_t^{PV} + P_t^W + P_t^{CHP} + P_t^{disc} - P_t^{char} - [P_t^{Load} + P_t^{DRup} - P_t^{DRdown}] \quad (20)$$

Hàm mục tiêu của mô hình vận hành VPP là tối đa hóa lợi nhuận thu được dựa trên chi phí vận hành cũng như chi phí cho DR và chi phí giao dịch với thị trường điện:

$$\text{Max} \sum_t DA_t^{sell} - DA_t^{buy} - OC_t - DRC_t \quad (21)$$

Trong đó các thành phần lợi nhuận hoặc chi phí được tính như sau:

$$OC_t = P_t^{CHP} * C_V^{CHP} + u_{SU,t}^{CHP} * C_{SU}^{CHP} + u_{SD,t}^{CHP} * C_{SD}^{CHP} \quad (22)$$

$$DRC_t = P_t^{DRup} * C_t^{DRup} + P_t^{DRdown} * C_t^{DRdown} \quad (23)$$

$$DA_t^{buy} = P_t^{buy} * C_t^{buy} \quad (24)$$

$$DA_t^{sell} = P_t^{sell} * C_t^{sell} \quad (25)$$

### 3. TÍNH TOÁN THỬ NGHIỆM

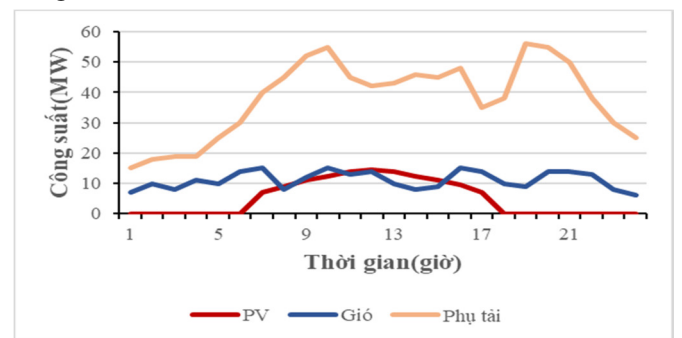
#### 3.1. Số liệu đầu vào

Các thông số đầu vào được cho như trong bảng 1.

Bảng 1. Thông số đầu vào

STT	Thông số	Giá trị
1	Công suất định mức nhà máy CHP	30MW
2	Giới hạn tăng/ giảm công suất nhà máy CHP	25MW
3	Công suất phát tối thiểu nhà máy CHP	0,5MW
4	Công suất phát của nhà máy CHP trước thời điểm lập kế hoạch	20MW
5	Dung lượng của ESS	20MWh
6	Mức năng lượng trong ESS trong giờ trước thời điểm lập kế hoạch	5MWh
7	Công suất sạc/ xả lớn nhất của ESS	10MW
8	Hiệu suất sạc/ xả của ESS	0,914%
9	Công suất tự dùng để làm mát của hệ thống ESS	0,1MW
10	Công suất phát tối thiểu của hệ thống PV	0MW
11	Công suất đặt của hệ thống PV	15MW
12	Công suất phát tối thiểu của hệ thống tuabin gió	2MW
13	Công suất đặt của hệ thống tuabin gió	15MW
14	Giới hạn phụ tải tham gia DR tăng	6MW
15	Giới hạn phụ tải tham gia DR giảm	6MW
16	Chi phí biến đổi công suất nhà máy CHP	4\$/MW
17	Chi phí khởi động nhà máy CHP	8\$
18	Chi phí tắt nhà máy CHP	2\$
19	Chi phí DR tăng	52\$/MWh
20	Chi phí DR giảm	62\$/MWh

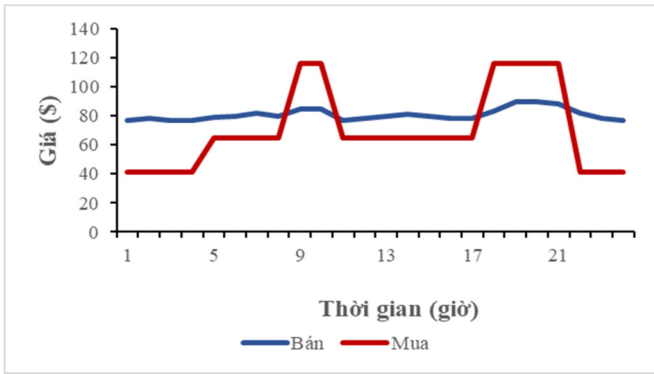
- Số liệu dự báo ngày tới của phụ tải địa phương, dự báo công suất khả dụng của hệ thống PV công suất đặt 15MW, dự báo công suất khả dụng hệ thống các tuabin gió tổng công suất đặt 15MW được cho như hình 2.



Hình 2. Số liệu dự báo công suất tải, PV, điện gió

Căn cứ vào đồ thị dự báo phụ tải và đồ thị dự báo công suất điện gió và điện mặt trời. Ta thấy vào thời điểm cao điểm (khoảng 19-21h) khi mà PV không thể phát điện, tổng công suất phát của nguồn không đủ đáp ứng phụ tải. Vì vậy, VPP bắt buộc phải sử dụng các biện pháp phụ trợ như ESS, DR, mua điện từ thị trường để có thể hỗ trợ cho việc thiếu nguồn, đáp ứng nhu cầu tiêu thụ.

Căn cứ vào giá bán buôn điện của EVN đối với phụ tải > 110kV, giá mua điện của thị trường thay đổi theo từng khung giờ. Có 3 khung giờ: giờ cao điểm ( khoảng thời gian từ 9-10h, từ 18-21h) có giá 116\$/MWh, giờ bình thường (khoảng thời gian từ 5h-8h và 11h-17h) có giá 65\$/MWh, giờ thấp điểm (khoảng thời gian từ 22h-4h) có giá 41\$/MWh.

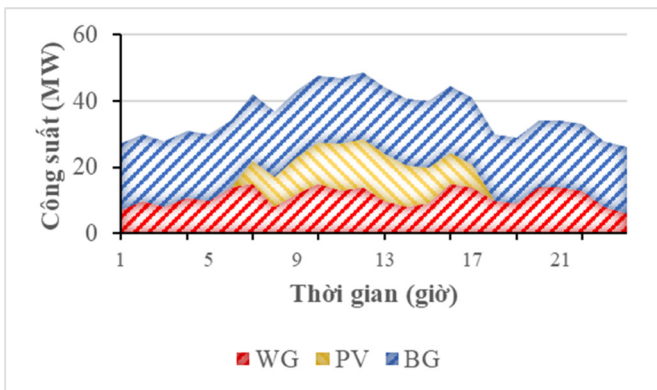


Hình 3. Giá mua và bán điện thay đổi trong ngày

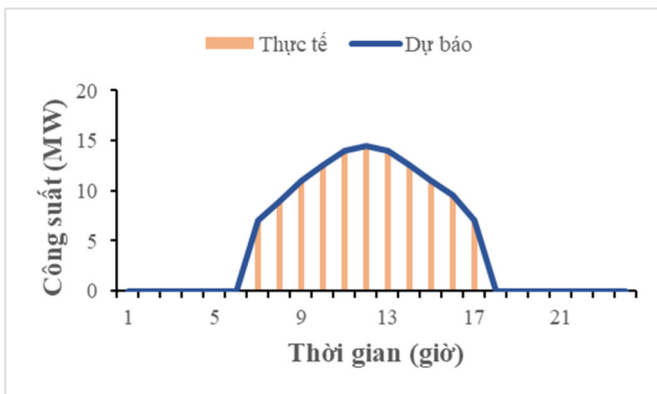
Giá bán điện trong ngày được giả thiết như trong hình 3. Vào thời điểm ban đêm (từ 23h-4h), khi mà nhu cầu sử dụng điện thấp, nguồn dư thừa so với tải, giá bán điện lên thị trường sẽ thấp. Vào thời điểm mà nhu cầu sử dụng điện cao (9h-10h), giá bán điện tăng lên. Thời điểm buổi trưa nguồn điện dư thừa do PV đang hỗ trợ được công suất lớn và nhu cầu sử dụng điện thấp nên giá bán điện giảm. Vào giờ cao điểm buổi tối, khi nguồn thiếu do không có công suất PV tham gia vào, đồng thời tải đạt đỉnh trong quãng thời gian này, giá điện tăng cao.

**3.2. Kết quả tính toán**

Công suất phát của các nguồn như hình 4.

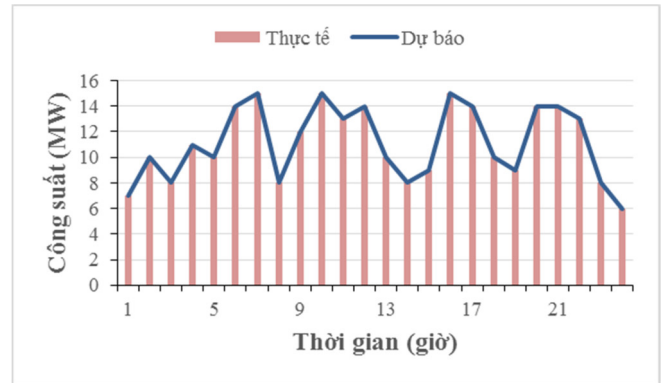


Hình 4. Công suất phát của các nguồn



Hình 5. Công suất phát thực tế và công suất phát dự báo của PV

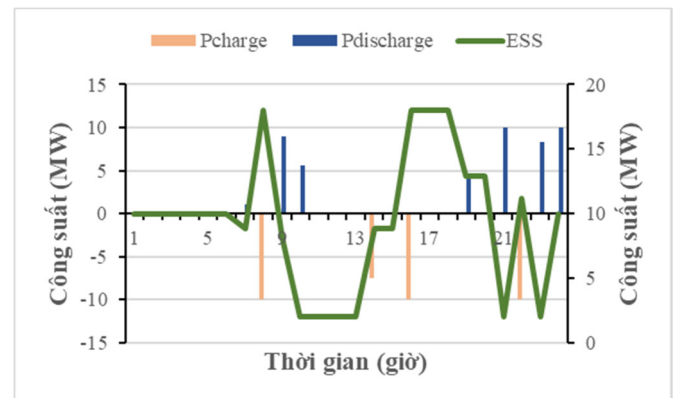
Do việc phát PV không tốn chi phí vận nên hệ thống sẽ ưu tiên tận dụng tối đa nguồn PV có thể sử dụng được như trên hình 5.



Hình 6. Công suất phát thực tế và công suất dự báo của điện gió

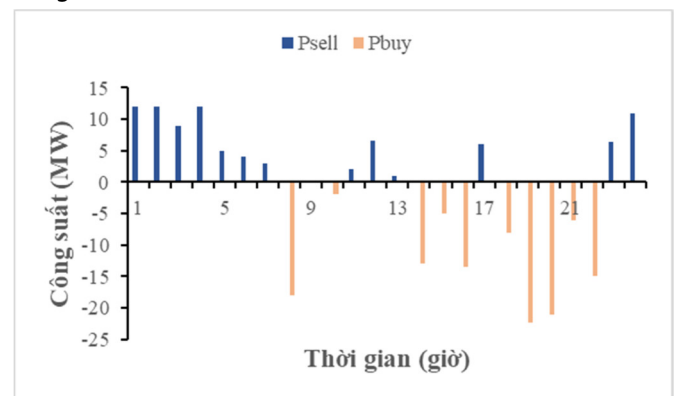
Tương tự như PV, hệ thống sẽ tận dụng tối đa nguồn điện gió có thể phát được nhằm tối đa hóa lợi nhuận như trên hình 6..

Từ đồ thị công suất phát có thể thấy, CHP luôn phát với công suất tối đa trong suốt quãng thời gian, vì mặc dù có chi phí cho việc vận hành nhà máy điện CHP nhưng việc tắt và khởi động lại tốn chi phí lớn cũng như là giá bán điện ra thị trường vẫn cao hơn nhiều so với chi phí vận hành nên để tối đa hóa lợi nhuận thì nhà máy CHP phát với công suất tối đa trong toàn bộ giai đoạn lập kế hoạch.



Hình 7. Công suất sạc/ xả của ESS

ESS hoạt động linh hoạt, vào những giờ thấp điểm, khi nguồn thừa so với tải, giá bán điện thấp, ESS sạc để tích trữ năng lượng. Vào giờ cao điểm, khi nguồn thiếu so với tải, giá mua điện cao, ESS xả để hỗ trợ nguồn, giảm lượng điện năng mua về (hình 7).



Hình 8. Công suất mua và bán của VPP với thị trường điện



Từ hình 8 có thể thấy, VPP mua bán điện linh hoạt: Mua điện vào giờ bình thường khi giá điện không cao để tích trữ đầy năng lượng cho ESS hỗ trợ nguồn trong giờ cao điểm. Mua điện vào giờ cao điểm, khi mà nguồn không đáp ứng được phụ tải dù đã huy động cả ESS. Các thời điểm thấp điểm, để tối đa hóa lợi nhuận thì VPP sẽ tận dụng để bán điện lên thị trường.

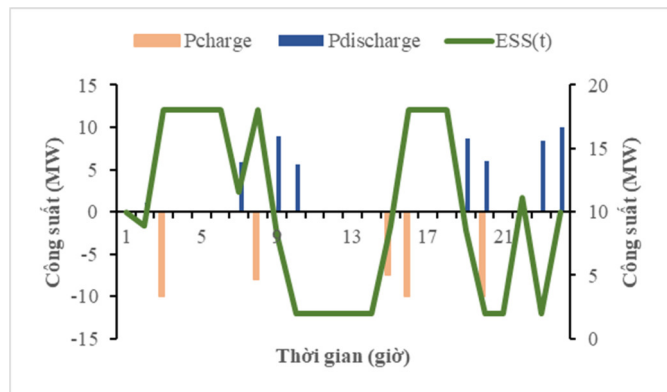
Công suất DR có giá trị bằng 0. DR ở đây không có ý nghĩa vì khi dư thừa công suất, VPP đã tận dụng bán điện lên thị trường, không có công suất DR giảm xuống. Khi thiếu công suất, VPP sẽ thực hiện việc mua điện từ thị trường, không có công suất DR tăng lên.

Chúng ta sẽ xem xét một số kịch bản sau:

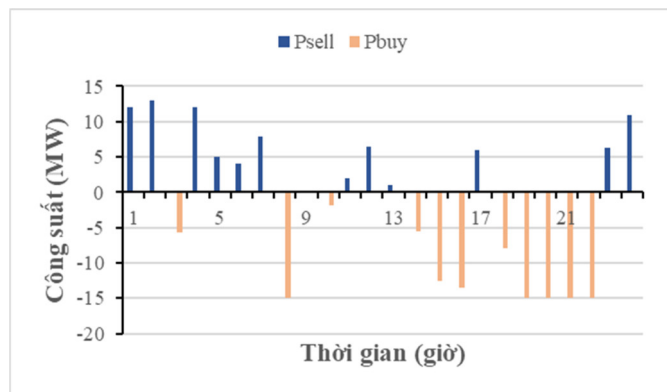
- Kịch bản 1: Công suất mua/bán của VPP bị giới hạn bởi đường dây truyền tải
- Kịch bản 2: Đánh giá ảnh hưởng của ESS

A) Kịch bản 1: Công suất mua/bán của VPP bị giới hạn bởi được dây truyền tải.

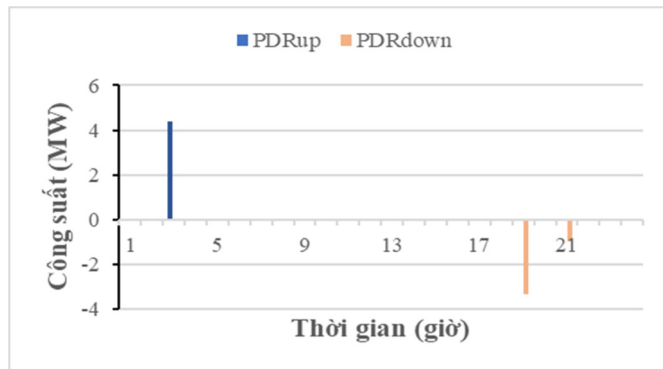
Hệ thống VPP được xây dựng từ các nguồn năng lượng tái tạo có kích cỡ nhỏ và các hệ thống ESS được lắp đặt phân tán trong lưới phân phối và trong các hộ tiêu thụ điện. Do đó, việc mua bán điện với thị trường điện phần nào bị ảnh hưởng bởi giới hạn của lưới điện phân phối. Trong phần này, nhóm tác giả giả thiết rằng hệ thống kết nối giữa VPP với thị trường điện chỉ có giới hạn công suất tối đa là 15MW, nên công suất giao dịch giữa VPP với thị trường phải nhỏ hơn hoặc bằng 15MW.



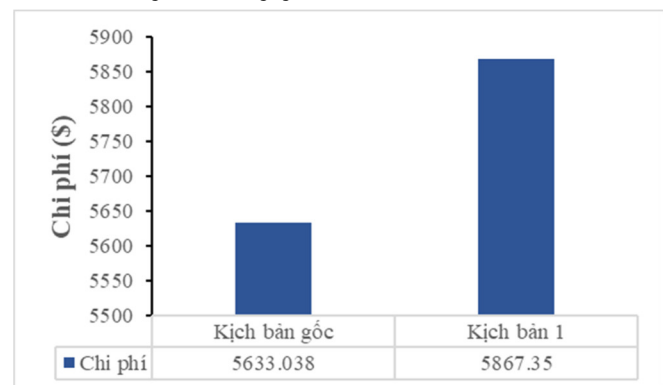
Hình 9. Công suất sạc/ xả của ESS



Hình 10. Công suất mua/ bán điện của VPP



Hình 11. Công suất DR tăng/ giảm



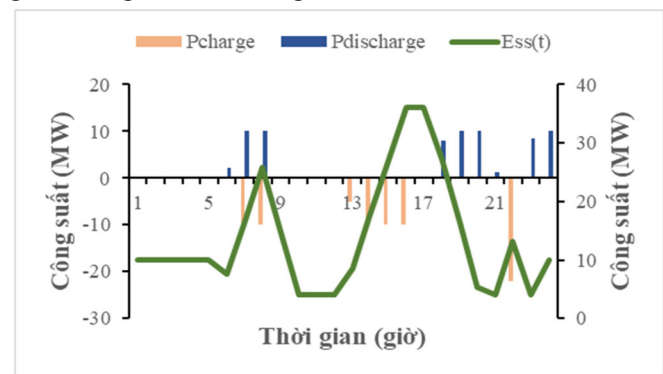
Hình 12. So sánh chi phí vận hành

Từ hình 9 ÷ 12 có thể thấy được kịch bản đường dây không bị giới hạn công suất mua và bán điện đem lại hiệu quả kinh tế cao hơn. Điều này được lý giải do vào một số thời điểm, VPP có thể bán điện nhiều hơn nhưng bị giới hạn, việc giới hạn công suất bán cũng ép ESS phải dự trữ năng lượng không tối ưu, và phải sử dụng DR tăng do nguồn dư. Bên cạnh đó, việc giới hạn công suất mua điện làm cho VPP phải sử dụng DR giảm xuống vào giờ cao điểm.

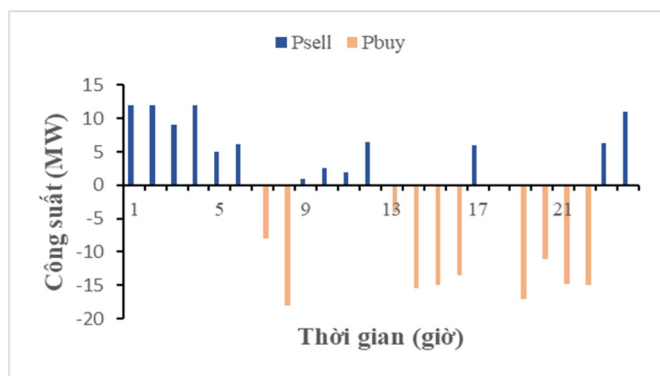
B) Kịch bản 2: Đánh giá ảnh hưởng của ESS

Trong kịch bản này, dung lượng của ESS tăng lên, thay đổi từ mức 20MWh lên 40MWh.

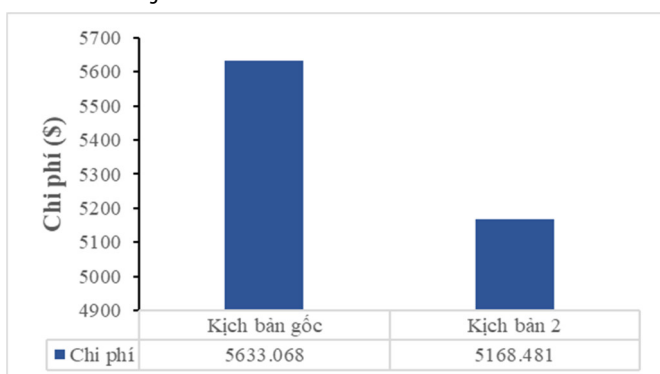
Kết quả hình 13 ÷ 15 chỉ ra rằng, kịch bản tăng mức dự trữ năng lượng của ESS đem lại hiệu quả kinh tế cao hơn. Vì khi tăng mức dự trữ năng lượng của ESS, sẽ trữ được nhiều năng lượng hơn để có thể xả ra vào những giờ cao điểm, giảm lượng điện mua khi giá cao.



Hình 13. Công suất sạc/ xả của ESS



Hình 14. Công suất mua/ bán của VPP



Hình 15. So sánh chi phí vận hành

#### 4. KẾT LUẬN

Trong bài báo này, nhóm tác giả đã nêu ra mô hình tối ưu hóa vận hành trong VPP trong đó có xét đến các nguồn năng lượng tái tạo, và nhà máy CHP. Bên cạnh đó, các yếu tố về chương trình DR cũng như hệ thống lưu trữ năng lượng trong nhà máy điện ảo cũng đã được nghiên cứu. Bài báo còn tích hợp thêm yếu tố giao dịch trên thị trường ngày tới. Phần mềm GAMS đã được nhóm tác giả áp dụng để phân tích và vận hành các kịch bản tối ưu hóa. Kết quả nghiên cứu cũng đã đưa ra các kịch bản để đánh giá ảnh hưởng của ESS và giới hạn công suất mua, bán điện lên việc vận hành VPP.

#### LỜI CẢM ƠN

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Bộ Giáo dục và Đào tạo qua đề tài mã số CT 2022.07.BKA.05

#### TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. Circular No. 45/2018/TT-BCT dated November 15, 2018 of the Ministry of Industry and Trade the operation of competitive wholesale electricity market.

[2]. S. Sučić, S. Rohjans, W. Mahnke, 2013. *Semantic smart grid services: Enabling a standards-compliant internet of energy platform with IEC 61850 and OPC UA*. IEEE EuroCon 2013, pp. 1375-1382, doi: 10.1109/EUROCON.2013.6625158.

[3]. Y. Wei, et al., 2018. *A review of data-driven approaches for prediction and classification of building energy consumption*. Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 82, pp. 1027-1047, doi: 10.1016/J.RSER.2017.09.108.

[4]. D. Kaczorowska, J. Rezmer, T. Sikorski, P. Janik, 2019. *Application of PSO algorithms for VPP operation optimization*. 17<sup>th</sup> International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREQP'19)

[5]. Wang W., Chen P., Zeng D., Liu J., 2020. *Electric Vehicle Fleet Integration in a Virtual Power Plant with Large-Scale Wind Power*. IEEE Transactions on Industry Applications, 56(5), pp. 5924-5931.

[6]. Mashhour E., Moghaddas-Tafreshi S., 2011. *Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets - Part I: Problem Formulation*. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), pp.949-956.

[7]. Mashhour E., Moghaddas-Tafreshi S., 2011. *Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets - Part II: Numerical Analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), pp.957-964.

[8]. Albadi M., El-Saadany E., 2008. *A summary of demand response in electricity markets*. Electric Power Systems Research, 78(11), pp.1989-1996.

[9]. Pandžić H., Kuzle I., Capuder T., 2013. *Virtual power plant mid-term dispatch optimization*. Applied Energy, 101, pp.134-141.

[10]. Pandžić H., Morales J., Conejo A., Kuzle I., 2013. *Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming*. Applied Energy, 105, pp.282-292.

[11]. Kardakos E., Simoglou C., Bakirtzis A., 2015. *Optimal Offering Strategy of a Virtual Power Plant: A Stochastic Bi-Level Approach*. IEEE Transactions on Smart Grid, pp.1-1.

[12]. Zamani A., Zakariazadeh A., Jadid S., Kazemi A., 2016. *Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 82, pp.608-620.

#### AUTHORS INFORMATION

**Nguyen Duc Huy, Nguyen Hong Nhung, Dao Manh Cuong, Vu Minh Phuc, Dang Minh Quan**

School of Electrical and Electronic Engineering, Hanoi University of Science and Technology