

ENHANCING FREQUENCY STABILITY FOR ISLANDED POWER SYSTEMS USING HIERARCHICAL CONTROL SYSTEM.

NÂNG CAO ỔN ĐỊNH TẦN SỐ CHO CÁC HỆ THỐNG ĐIỆN ĐẢO BẰNG PHƯƠNG PHÁP ĐIỀU KHIỂN PHÂN LỚP

Trần Việt Thành¹, Le Cao Quyen², Huỳnh Kim Long², Nguyễn Hữu Hiếu¹, Nguyễn Đăng Toàn³, Trương Phú Quý⁴

¹Đại học Bách Khoa Đà Nẵng, ²Công ty Cổ phần Tư vấn xây dựng Điện 4, ³Đại học Điện Lực, ⁴Đại học Bách Khoa thành phố Hồ Chí Minh

Ngày nhận bài: 18/10/2024, Ngày chấp nhận đăng: 25/12/2024, Phản biện: TS Tôn Ngọc Triều

Abstract:

Recently, the power grid on isolated islands integrates renewable energy sources available on the island, such as wind and solar power in order to utilise the green energy and to reduce greenhouse gas emissions from diesel generators as well as protect the environment. However, the power generated from these renewable sources depends on the weather, which can make the power grid unstable. Sudden weather changes can cause significant fluctuations in the power generated, affecting the stability of the system's frequency and voltage. In the worst-case scenario, this could lead to a grid collapse due to protective devices tripping to maintain stability. Researchers and experts are looking for ways to improve the stability of the power system, especially the voltage and frequency. One of the most effective solutions is using a Battery Energy Storage System (BESS). To enhance the frequency stability of the island's power system and ensure safe and reliable operation, the authors propose a solution that combines BESS and diesel generators using a hierarchical control method. This paper aims to evaluate the effectiveness of this solution by simulating its application on a microgrid, specifically the Phú Quý Island's power system, using the Electrical Transient and Analysis Program (ETAP) software.

Keywords:

Battery Energy Storage System, frequency stability, islanded power system, renewable energy.

Tóm tắt:

Ngày nay, các lưới điện trên các đảo ngày càng tích hợp nhiều nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời với mục đích chính là tận dụng nguồn năng lượng sạch để giảm thiểu phát thải khí nhà kính từ các máy phát diesel cũng như bảo vệ môi trường. Tuy nhiên, công suất của các nguồn năng lượng tái tạo phụ thuộc rất nhiều vào điều kiện thời tiết của đảo nên thường không ổn định. Một số trường hợp thời tiết thay đổi đột ngột làm công suất của các nguồn năng lượng tái tạo dao động mạnh gây ảnh hưởng đến độ ổn định tần số của hệ thống điện đảo. Trường hợp xấu nhất có thể dẫn đến rã lưới do hệ thống rơ le tác động sa thải phụ tải để đảm bảo lưới điện vận hành an toàn. Các giải pháp nâng cao độ ổn định tần số của hệ thống điện trên đảo đang được các nhà quản lý, chuyên gia, các nhà nghiên cứu khoa học đặc biệt quan tâm. Trong đó hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) khắc phục các hạn chế của hệ thống điện tích hợp nguồn năng lượng tái tạo, giúp nâng cao độ ổn định của hệ thống đang là giải pháp mà thế giới hướng tới. Để nâng cao tính ổn định tần số của các hệ thống điện đảo giúp hệ thống vận hành an toàn và tin cậy, nhóm tác giả đề xuất giải pháp sử dụng kết hợp giữa BESS và các máy phát Diesel dựa trên hệ thống điều

khiến phân lớp. Để đánh giá mức độ hiệu quả của giải pháp, bài báo tiến hành mô phỏng ứng dụng giải pháp trên một lưới điện thực tế là hệ thống điện đảo Phú Quý và sử dụng phần mềm mô phỏng hệ thống điện Electrical Transient and Analysis Program (ETAP).

Từ khóa:

Hệ thống pin lưu trữ năng lượng, ổn định tần số, hệ thống điện của đảo, năng lượng tái tạo

1. GIỚI THIỆU

Các đảo tách biệt với đất liền có điều kiện thời tiết thuận lợi cho việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) điển hình như gió, mặt trời, ... sản lượng của các nguồn NLTT thường thay đổi theo điều kiện thời tiết. Điều này ảnh hưởng nghiêm trọng đến ổn định tần số của hệ thống điện (HTĐ) tại các đảo.

Có nhiều bài báo khoa học đã nghiên cứu về tính ổn định tần số của HTĐ khi áp dụng các mô hình điều khiển. Ziping Wu cùng các cộng sự [1] đã ứng dụng chiến lược điều khiển kết hợp giữa mô hình hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) và turbine gió (PMSG-WTG) để khắc phục việc mất ổn định tần số trong quá trình gió không ổn định, kết quả là giúp HTĐ ổn định sau khoảng 30 giây. Mehrdad Yazdani [2] đã đưa ra cấu trúc của chiến lược điều khiển phân tán (Distributed Control) và ứng dụng chúng trong microgrid để hướng đến một HTĐ thông minh, có khả năng ổn định tần số và điện áp với giá thành xây dựng rẻ.

Các bài báo trên đã sử dụng các chiến lược điều khiển kết hợp giữa các nguồn NLTT có sẵn trong HTĐ và mô hình BESS để cải thiện ổn định tần số của HTĐ, do đó bài báo này, nhóm tác giả sử dụng phần mềm ETAP để

mô hình hoá HTĐ trên đảo Phú Quý và đánh giá khả năng nâng cao tính ổn định của HTĐ khi tích hợp chiến lược điều khiển phân lớp (Hierarchical Control) giữa mô hình BESS và các máy phát điện đồng bộ của HTĐ.

Bố cục bài báo gồm 5 phần: Phần 1 giới thiệu tổng quan về BESS cùng với các chiến lược điều khiển, phần 2 tóm tắt về lý thuyết ổn định tần số, phần 3 trình bày về chiến lược điều khiển phân lớp kết hợp giữa BESS và các máy phát Diesel truyền thống, những đánh giá khả năng ổn định của tần số của giải pháp BESS trên lưới điện đảo Phú Quý được đề cập trong phần 4 và cuối cùng là phần kết luận.

2. LÝ THUYẾT ỔN ĐỊNH ĐIỆN

Khác với HTĐ truyền thống, các HTĐ đảo được cấp nguồn từ các nguồn NLTT là chủ yếu dẫn đến quán tính trên HTĐ bị giảm mạnh, từ đó giảm khả năng ổn định về tần số của HTĐ [3].

Khi HTĐ xảy ra sự cố, quán tính hệ thống sẽ giúp giữ cho tần số ổn định trong thời gian ngắn, đủ thời gian cho hệ thống có thể cân bằng lại công suất giữa nguồn và tải [4].

Phương trình đạo hàm bậc hai của góc rotor tỉ lệ với công suất của máy phát [5]:

$$\frac{T_J}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P \quad (1)$$

trong đó $T_J = \frac{J\omega_0^2}{S_{cb}}$ - hằng số thời gian quán tính; P_T - công suất turbine của máy phát (cơ); P - công suất điện của máy phát; ω_0 (rad/s) - tốc độ góc ban đầu; δ (rad) - góc rotor của máy phát.

Quán tính H của hệ thống điện được tính như sau:

$$H = \frac{J\omega_0^2}{2S_{cb}} \quad (2)$$

trong đó, S_{cb} (MVAcb) - công suất cơ bản ba pha. Thay (2) vào (1) ta có:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_T - P \quad (3)$$

Như vậy, quán tính của HTĐ phụ thuộc hoàn toàn vào sự chênh lệch giữa công suất cơ và công suất điện của máy phát. HTĐ có nhiều máy phát đồng bộ thì quán tính của chúng sẽ lớn hơn các HTĐ sử dụng chủ yếu từ các nguồn NLTT và diesel. Quán tính HTĐ có liên quan tới độ dao động tần số phương trình sau [6]:

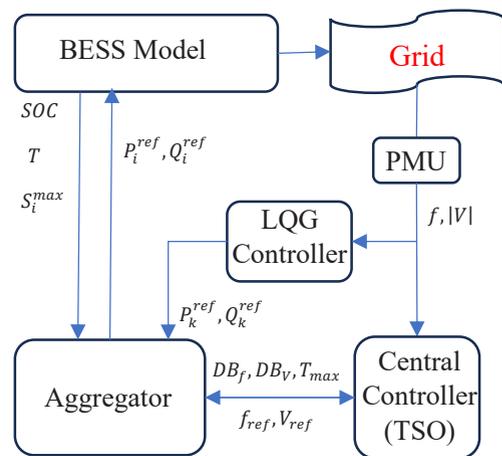
$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P f_s}{2H_{sys}} \quad (4)$$

trong đó: $ROCOF$ (Hz/s) - độ dịch chuyển tần số; $\Delta P = P_m - P_e(p.u)$ - độ chênh lệch công suất cơ và công suất điện của toàn bộ hệ thống điện; H_{sys} (s) - hằng số quán tính của hệ thống; f_s (Hz) - tần số danh định của hệ thống.

3. CẤU TRÚC CỦA HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN PHÂN LỚP

3.1. Các lớp điều khiển trong cấu trúc điều khiển phân lớp

Hệ thống điều khiển phân lớp bao gồm 4 lớp khác nhau, phân bổ công việc tính toán cho các phần tử khác nhau có trong hệ thống, mục tiêu của việc phân chia này để giảm khối lượng tính toán cho vi xử lý và tối ưu hoá công suất của mô hình BESS. Các bộ điều khiển được trang bị các công nghệ truyền thông đo lường tiên tiến, hiện đại. Chiến lược điều khiển phân lớp có thể điều chỉnh tần số về mức ổn định một cách nhanh chóng và tối ưu bằng cách huy động các nguồn công suất tác dụng và phản kháng từ các nguồn năng lượng tái tạo, BESS, máy Diesel ở nhiều vị trí khác nhau. Sơ đồ cấu trúc hệ thống điều khiển phân lớp được thể hiện ở hình bên dưới [7]:

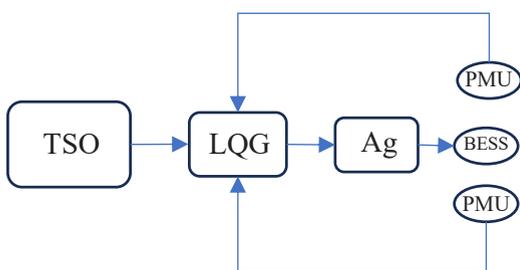


Hình 1. Cấu trúc điều khiển phân lớp

Ở Hình 1, bộ điều khiển trung tâm (Central Controller) sẽ hoạt động toàn thời gian để

giám sát hệ thống và tránh các rủi ro cho HTĐ.

Bộ vận hành hệ thống (Transmission System Operator - TSO) là bộ điều khiển chính trong phân lớp điều khiển trung tâm, có chức năng giới hạn sự thay đổi đột ngột ở đầu ra của các bộ điều khiển ở các lớp thấp hơn để tăng tuổi thọ của mô hình pin. Bộ điều khiển tối ưu LQG (Optimal LQG), hoạt động dựa trên phương pháp quy hoạch động Bellman [8], bộ LQG tính toán các giá trị công suất tối ưu làm ổn định hệ thống sau khi có sự cố tại khu vực. Bộ điều khiển chung (Aggregator) tiếp nhận thông tin từ các bộ điều khiển cấp cao và vận chuyển các thông tin đến các phần tử đích trong hệ thống phân lớp, bộ điều khiển chung như bộ não của hệ thống điều khiển phân lớp. Mô hình BESS ở Hình 1 có thể trực tiếp thay đổi giá trị tần số và điện áp của hệ thống bằng việc nạp hoặc xả (cung cấp hoặc hấp thụ công suất). Bộ đo lường góc pha (PMU) được sử dụng để đo tần số và biên độ điện áp tại các điểm xa so với mô hình BESS và gửi thông tin trong thời gian thực về bộ điều khiển trung tâm, bộ LQG, bộ điều khiển chung. Hình 2 [7] thể hiện sơ đồ tương quan vị trí và cấp độ ưu tiên của mỗi bộ điều khiển:



Hình 2. Sơ đồ truyền thông giữa các bộ điều khiển

Đối với cách truyền thông tin như trên Hình 2 (đường màu xanh), các phần tử phân lớp cao hơn sẽ giảm bớt được gánh nặng về phần tính toán. Nhóm tác giả sẽ trình bày chi tiết từng bộ điều khiển theo thứ tự: Bộ điều khiển trung tâm, bộ điều khiển tối ưu LQG, bộ điều khiển chung, mô hình BESS.

a) Lớp logic thứ nhất – bộ điều khiển trung tâm

Ở lớp đầu tiên, các giá trị tham chiếu về các thông số của HTĐ như tần số $f_{ref} = 50Hz$ và điện áp $V_{ref} = 1pu$ sẽ được đặt tại lớp này. Bộ TSO dựa vào tình trạng của mô hình pin để xác định mức nhiệt độ vận hành tối đa (T_{max}), giới hạn dung lượng pin (SOC_{max} và SOC_{min}) đồng thời tính toán được đầu ra phù hợp cho các cấp độ thấp hơn [7].

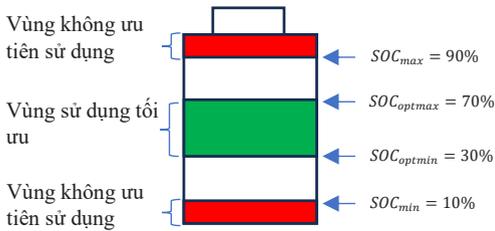
b) Lớp logic thứ hai – bộ điều khiển tối ưu LQG

Ở trong phân lớp này là bộ điều khiển LQG, bộ LQG giúp tối ưu hoá các phép tính lượng công suất cần thiết (P_k^{ref} và Q_k^{ref}) cho các phân lớp thấp hơn, giảm tối đa lượng thông tin dùng cho các bộ điều khiển để tránh tổn hao không cần thiết của HTĐ. Lớp logic thứ hai so sánh giá trị f và giá trị $|V|$ đo được với các giá trị tham chiếu f_{ref} và V_{ref} được cung cấp từ phân lớp cao hơn (bộ điều khiển TSO). Chi tiết về thiết kế của bộ điều LQG được thể hiện ở mục 3.3[7].

c) Lớp logic thứ ba – bộ điều khiển chung

Bộ điều khiển chung hỗ trợ bộ TSO phân chia luồng thông tin giữa các bộ điều khiển khác với nhau như một bộ não của bộ điều khiển. Nguyên lý hoạt động của bộ điều khiển chung được thể hiện chi tiết ở Thuật toán 1. Bộ điều

Khiến chúng sẽ yêu cầu công suất nhiều hơn từ BESS khi dung lượng pin SOC của BESS gần hơn ở mức tối ưu. Dung lượng pin tối ưu của 1 mô hình BESS được thể hiện ở Hình 3[7].



Hình 3. Các trạng thái dung lượng pin

Giá trị công suất tác dụng của mô hình BESS P_i^{ref} sẽ bằng với công suất tác dụng tham chiếu P_k^{ref} của bộ LQG:

$$P_i^{ref} = P_k^{ref} \quad (5)$$

trong đó: P_i^{ref} - công suất tác dụng tham chiếu của mô hình BESS; P_k^{ref} - công suất tác dụng tham chiếu được tính bởi bộ điều khiển LQG.

Bộ logic của bộ điều khiển chung sẽ thay đổi trạng thái sạc xả của bộ điều khiển, nếu $P_k^{ref} > 0$ thì bộ điều khiển chung ưu tiên xả pin, ngược lại thì bộ điều khiển chung sẽ ưu tiên sạc pin, sao cho dung lượng pin của BESS luôn nằm trong khoảng hoạt động tối ưu.

Nhà sản xuất pin đã đề xuất về một mức dung lượng pin phù hợp cho loại pin Lithium là $10\% < SOC < 90\%$.

Tuy nhiên vùng hoạt động tốt nhất BESS là phần màu xanh của hình trên nằm trong khoảng giá trị $SOC_{opmin} = 30\%$ và $SOC_{opmax} = 70\%$

Công thức tính toán tổng dung lượng pin còn trống của BESS để sạc thêm lượng công suất phản kháng:

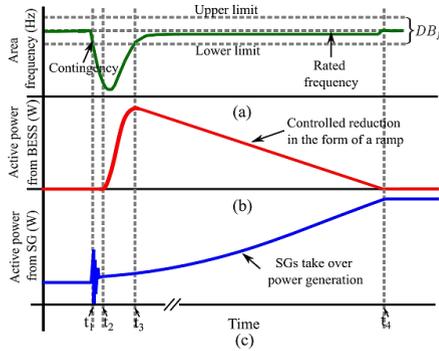
$$Q_k = \sqrt{(S_i^{max})^2 - (P_k^{ref})^2} \quad (6)$$

Từ tổng dung lượng pin còn trống của BESS để có thể sạc thêm lượng công suất phản kháng, có thể tính được lượng công suất phản kháng tham chiếu của mô hình BESS dựa vào công thức dưới đây:

$$Q_i^{ref} = \frac{Q_i^{max} \times Q_k^{ref}}{Q_k} \quad (7)$$

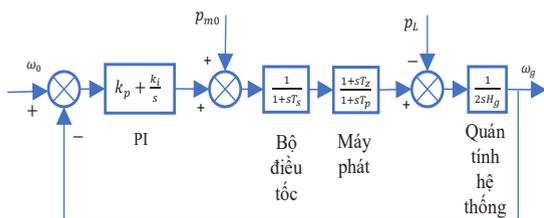
trong đó: Q_i^{ref} - công suất phản kháng tham chiếu của mô hình BESS; Q_i^{max} - dung lượng công suất phản kháng tối đa của BESS; Q_k - tổng dung lượng pin còn trống của BESS để có thể sạc thêm lượng công suất phản kháng; Q_k^{ref} - công suất phản kháng tham chiếu theo tính toán bộ LQG; S_i^{max} là dung lượng công suất biểu kiến tối đa của BESS.

Bộ điều khiển chung còn tích hợp một chương trình có thể chuyển phần công suất cần phát từ mô hình BESS sang các máy phát điện đồng bộ với mục đích là để làm giảm mức sử dụng pin của mô hình BESS. Khi có sự cố làm sự thay đổi về mặt tần số và điện áp thay đổi nằm ngoài giới hạn vận hành được phát hiện bởi hệ thống tại thời điểm t_1 . Hệ thống điều khiển phân lớp yêu cầu công suất phát ra từ BESS và hệ thống AGC (Automatic Generation Control) yêu cầu công suất phát ra từ các máy phát đồng bộ.



Hình 4. Quá trình vận hành kết hợp giữa máy phát và BESS

Như có thể thấy ở Hình 4b và Hình 4c, đồ thị công suất của BESS và máy phát đồng bộ đều tăng sau sự cố. Do quán tính của các máy phát đồng bộ quá lớn, nên động cơ quay chậm, dẫn đến lượng công suất chiếm phần lớn trong khoảng thời gian t_2 và t_3 là của BESS. Lúc này hệ thống bắt đầu hoạt động ổn định ở thời điểm t_3 , BESS sẽ từ từ giảm lượng công suất phát ra. Trong khoảng thời gian t_3 và t_4 , mức sử dụng công suất từ BESS sẽ giảm từ từ và về 0 tại thời điểm t_4 , lúc này đã đủ thời gian cho máy phát điện đồng bộ có thể phát ra lượng công suất cần thiết. Sơ đồ khối của bộ điều tốc giúp tăng tốc độ quay của máy phát điện đồng bộ được thể hiện ở Hình 5 [7]:



Hình 5. Sơ đồ khối bộ điều tốc

Bộ điều khiển tốc độ của máy phát điện được tích hợp bộ điều khiển PI để làm giảm sai số giữa tốc độ góc ban đầu của máy phát và tốc độ góc của lưới điện. Trong đó p_{m0} và P_L lần lượt đại diện cho công suất cơ đầu ra của tua bin hơi nước và công suất tải. Các giá trị thời hằng của máy phát điện đồng bộ ký hiệu là (T_p, T_s, T_z) và H_g đại diện cho quán tính của HTĐ.

Tổng kết lại, bộ điều khiển chung hỗ trợ các quá trình tính toán và thực hiện thuật toán ERA giúp cho phân lớp đầu tiên. Thông tin thêm về thuật toán xây dựng hệ thống dựa trên thuật toán ERA và bộ điều khiển LQG được thể hiện ở mục 3.3.

d) Lớp logic thứ tư – mô hình BESS

Ở lớp logic này, nhiệm vụ của mô hình BESS là phát công suất tác dụng và công suất phản kháng lên HTĐ. Mô hình BESS gửi lại cho bộ điều khiển chung những thông tin như dung lượng pin SOC, dung lượng công suất biểu kiến tối đa S_i^{max} , nhiệt độ pin T . Công suất của mô hình BESS có thể từ vài MW đến vài trăm MW, có thể đủ vận hành đáp ứng với sự cố ở cả một vùng rộng lớn. Hệ thống có thể phát hiện sự cố xảy ra làm thay đổi giá trị tần số và điện áp nằm ngoài giới hạn cho phép, giới hạn này còn gọi là vùng chết (DB_f và DB_v). Mục tiêu của vùng chết này là giảm mức hoạt động của bộ điều khiển để tránh tổn thất và tăng tính an toàn khi vận hành.

3.2. Thuật toán 1 – thuật toán của lớp logic thứ 3

Thuật toán 1 [7] được tóm tắt trong vòng 5 bước như sau:

Bước 1: Tìm các giá trị dao động tần số và điện áp Δf và ΔV của hệ thống, tìm tổng dung tích pin SOC_{total} của mô hình, tìm công suất biểu kiến tính toán bởi bộ LQG S_k^{ref} và công suất biểu kiến toàn phần của bộ điều khiển BESS S_{total} :

$$S_k^{ref} = \sqrt{(Q_k^{ref})^2 + (P_k^{ref})^2} \quad (8)$$

$$\Delta f = f - f_{ref} \quad (9)$$

$$\Delta V = V - V_{ref} \quad (10)$$

$$\begin{cases} S_{total} = S_i^{max} \\ SOC_{total} = SOC \end{cases} \quad (11)$$

if $0.3 \leq SOC \leq 0.7$
 $T \leq T_{max}$

Trong đó: Q_k^{ref} - công suất phản kháng của bộ điều khiển LQG, P_k^{ref} - công suất tác dụng của bộ điều khiển LQG, f_{ref} - tần số tham chiếu, V_{ref} - điện áp tham chiếu, f - tần số và V - điện áp thực tế, S_i^{max} - công suất biểu kiến tối đa của BESS, T - nhiệt độ hiện tại và T_{max} - nhiệt độ tối đa của mô hình BESS. Và cho ra các đầu ra: Q_i^{ref} - Công suất phản kháng và P_i^{ref} - công suất tác dụng tham chiếu của mô hình BESS.

Bước 2: Tìm dung lượng công suất tác dụng và công suất phản kháng tối đa có thể sạch và xả

trong bộ điều khiển BESS, ký hiệu lần lượt là P_k và Q_k :

$$\begin{cases} P_k = P_k^{ref}; Q_k = Q_k^{ref}; \\ \text{nếu } S_k^{ref} \leq S_{total} \\ P_k = P_k^{ref}; \\ Q_k = \sqrt{(S_{total})^2 - (P_k)^2} \\ \text{nếu } P_k^{ref} \leq S_{total} \\ P_k = S_{total}; Q_k = 0; \text{ else} \end{cases} \quad (12)$$

trong đó: P_k - công suất tác dụng tối đa thể sạch và xả trong BESS, Q_k - công suất phản kháng tối đa có thể sạch và xả.

Bước 3: Tìm giá trị công suất tác dụng tham chiếu P_i^{ref} và công suất phản kháng tham chiếu Q_i^{ref} của mô hình BESS.

$$P_i^{ref} = P_k^{ref} \quad (13)$$

$$Q_i^{ref} = \frac{Q_i^{max} \times Q_k^{ref}}{Q_k} \quad (14)$$

Bước 4: Hoàn thành tính toán, tiến hành chạy bộ điều khiển ổn định lưới điện.

Bước 5: Kiểm tra giá trị M_{on} , nếu $M_{on} = 1$ thì thực hiện chương trình xây dựng ERA (thuật toán 2).

3.3. Thuật toán ERA và bộ điều khiển LQG

a) Thuật toán ERA

Bên cạnh các phương pháp mô phỏng hệ thống điện dựa trên các thông số vật lý của HTĐ. Đầu vào của ERA là là dung lượng công suất

phản kháng và tác dụng đầu vào BESS và đầu ra là cho biên độ tần số và điện áp của hệ thống điện được đo tại các PMU. Phương pháp ERA phù hợp để lắp đặt ở các HTĐ có nhiều vùng liên kết với nhau vì lượng thông tin khổng lồ của chúng không thể thu thập bằng tay mà phải nhờ bộ thu thập dữ liệu chuyên dụng.

Để tránh các trường hợp làm phi tuyến tính mô hình HTĐ trong quá trình vận hành thì thuật toán này loại bỏ các tác nhân gây nhiễu nhỏ. Giả sử HTĐ được biểu diễn như sau:

$$\begin{aligned} x(t+1) &= Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) &= Cx(t) + Du(t) \end{aligned} \quad (15)$$

Trong đó: $x(t)$ - đầu vào của phương trình trạng thái, đại diện cho đầu vào của HTĐ; $u(t)$ - tín hiệu điều khiển, đại diện cho các giá trị công suất tham chiếu của mô hình BESS; $y(t)$ - đầu ra của phương trình trạng thái, đại diện cho giá trị đo được sau điều khiển; A, B, C, D - các ma trận trạng thái của HTĐ, thay đổi tùy vào đầu vào và ra của HTĐ.

b) Bộ điều khiển LQG

Bộ điều khiển LQG bao gồm hai phần chính là phần điều chỉnh LQR và bộ điều khiển dự báo LQE [8]. Bộ điều khiển LQG được coi là một bộ điều khiển tối ưu đối với hệ thống điện nhờ tính thích nghi và dự đoán tốt với hệ thống.

$$J_c = \frac{1}{2} \int_0^{\tau} (x^T Q_c x + u^T R_c u) dt \quad (16)$$

Bên trên là một hàm chi phí của tín hiệu điều khiển u và giá trị đầu vào x , hàm chi phí là

một hàm toàn phương thể hiện sự cân bằng giữa sự biến đổi của tín hiệu đầu vào x và tín hiệu điều khiển u . Mục tiêu của điều khiển LQR là để tối thiểu hàm chi phí bằng việc tìm ra tín hiệu điều khiển u tối ưu cho hệ thống. Trong hàm J bên trên, có Q_c và R_c đại diện cho đặc tính động học của bộ điều khiển. Các ma trận trọng số R_c và Q_c đóng vai trò quan trọng trong các phép tính của bộ điều khiển tối ưu.

Để tìm được tín hiệu điều khiển tối ưu của hệ thống, có thể giải bài toán điều khiển tối ưu theo hướng lập hàm Hamilton với các ma trận A, B, C, D của thuật toán ERA. Hàm Hamilton được viết như sau:

$$H = x^T Q_c x + u^T R_c u + \lambda(Ax + Bu) \quad (17)$$

Trong đó, λ - nghiệm của phương trình đồng trạng thái Hàm Hamilton:

$$\dot{\lambda} = -\frac{\partial H}{\partial x} = -Q_c x(t) - A\lambda(t).$$

Theo lý thuyết điều khiển nâng cao [8], tín hiệu điều khiển đầu ra tìm được sau khi giải bài toán điều khiển tối ưu với hàm Hamilton là:

$$u(t) = -K(t)x(t) \quad (18)$$

trong đó: $K(t) = R_c^{-1} B^T P(t)$ và $P(t)$ là nghiệm bán xác định dương của phương trình vi phân Riccati:

$$-P = PA + A^T P + Q - PBR^{-1} B^T P$$

Như vậy có thể tìm được tín hiệu điều khiển u làm cho hệ thống ổn định và tối ưu nhất nhờ

lập hàm Hamilton. Có thể viết lại phương trình ERA như sau:

$$\dot{x} = Ax + Bu = (A - BK)x \quad (19)$$

c) Bộ điều khiển LQE

Thông thường việc xây dựng các hệ thu thập dữ liệu sẽ tốn nhiều chi phí do các hãng lớn như Siemens, Schneider, Mitsubishi, Omron,... sẽ độc quyền các thiết bị và phần mềm SCADA của hãng để giữ kín bí mật công nghệ. Bên cạnh đó vẫn có các phần mềm SCADA có mã nguồn mở cho phép kết nối nhiều thiết bị của nhiều hãng. Nhược điểm của các phần mềm SCADA có mã nguồn mở là thiết bị kết nối không tương thích với phần mềm.

Giả sử có một mô hình bộ lọc Kalman được sử dụng trong HTĐ dùng để ước tính đầu ra của bộ điều khiển từ các biến trạng thái theo lý thuyết, phương trình trạng thái bộ lọc Kalman:

$$\begin{cases} \hat{x}(t) = [A\hat{x}(t) + Bu(t) \\ \quad + L[y(t) - \hat{y}(t)] \\ \hat{y}(t) = C\hat{x}(t) \end{cases} \quad (20)$$

trong đó: $\hat{y}(t)$ là dự đoán đầu ra của bộ lọc Kalman dựa trên các tính toán với biến trạng thái đầu vào dự đoán theo lý thuyết $\hat{x}(t)$; $u(t)$ là tín hiệu điều khiển; A, B, C, D là ma trận của phương trình ERA, $L = \Pi C^T R_N^{-1}$ là độ lợi Kalman, với Π là nghiệm của phương trình Riccati:

$$A\Pi + \Pi A^T - \Pi C^T R_N^{-1} C\Pi + Q_N = 0.$$

Theo đó, để bộ ước lượng trạng thái của bộ lọc Kalman sát với thực tế nhất thì đầu vào trạng thái ước lượng $\hat{x}(t)$ phải gần với đầu vào trạng thái thực tế $x(t)$. Ta có sai số đầu vào như sau:

$$e = x - \hat{x} \quad (21)$$

Từ sai số đầu vào trạng thái ước lượng, ta có sai số đặc tính động học của trạng thái ước lượng:

trong đó là trị riêng của bộ ước lượng trạng thái, dùng để tính giá trị nhỏ nhất của sai số ước lượng. Có thể thấy: biểu thức là một biểu thức không đổi tùy thuộc vào trạng thái đầu vào. Do đó sai số đặc tính động học của trạng thái ước lượng qua nhiều quá trình tính toán sẽ nhỏ dần về 0. Từ đó làm tăng tính chính xác của hệ thống ước lượng khi so sánh giữa lý thuyết và thực tế.

d) Tổng kết

Bộ điều khiển LQE có nguyên lý tách rời được phát biểu như sau: bộ điều khiển LQG có thể giải bằng cách giải riêng bài toán điều khiển tối ưu tiên định (LQR) và bài toán ước lượng trạng thái tối ưu (LQE).

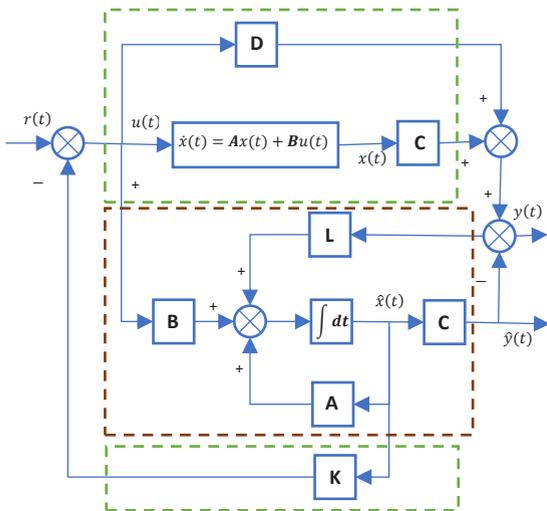
$$LQG = LQR + \text{Lọc Kalman}$$

Sơ đồ khối của bộ điều khiển LQG liên tục được thể hiện ở hình 6.

Trong đó, bộ điều khiển LQR (phần màu xanh) đảm nhiệm nhiệm vụ tính toán tín hiệu điều khiển theo công thức (18).

Bộ lọc Kalman (phần màu đỏ) chịu trách nhiệm ước tính đầu ra của bộ điều khiển từ các

trạng thái đầu vào và các tín hiệu điều khiển được tính toán theo công thức (20).



Hình 6. Sơ đồ khối của bộ điều khiển LQG

Bộ điều khiển LQG là bộ điều khiển tối ưu có chức năng ước tính trạng thái đầu ra là giá trị công suất tác dụng và tối ưu tín hiệu điều khiển để tối thiểu được hàm chi phí bỏ ra cho bộ điều khiển.

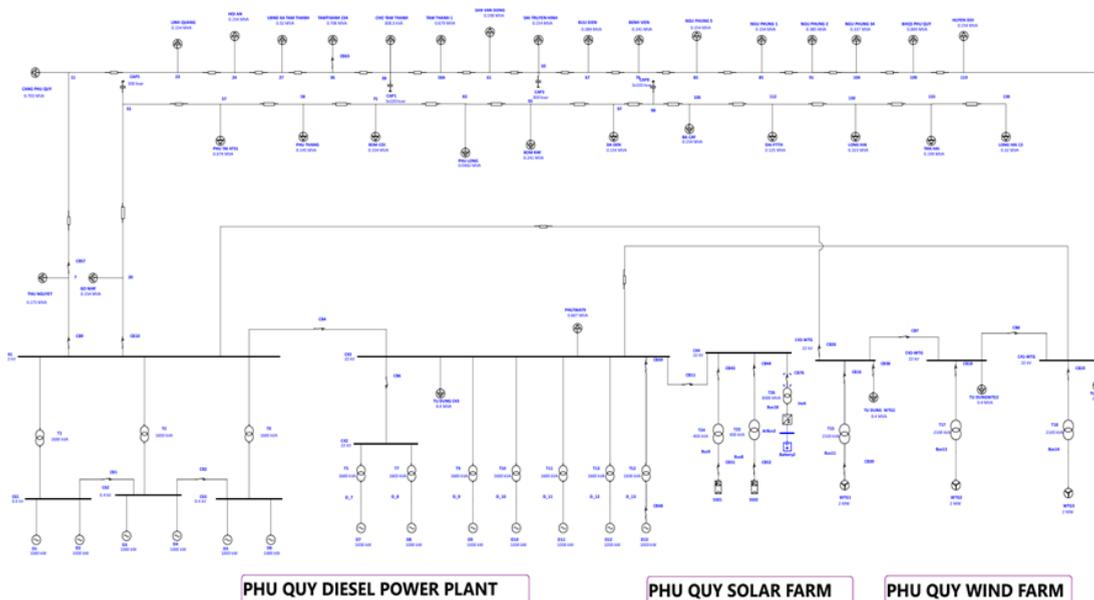
3.4. Phân tích chiến lược điều khiển phân lớp:

Tài liệu [9] chỉ ra các ưu điểm của giải pháp điều khiển phân lớp:

Về mặt cấu trúc của chiến lược có khả năng dự đoán các trạng thái tiếp theo của hệ thống điện, nhờ khả năng này mà chiến lược điều khiển phân lớp có thể đáp ứng tốt và điều khiển hệ thống một cách nhanh chóng nếu có các tác động nhiễu xảy ra.

Về chi phí lắp đặt và bảo trì, việc xây dựng bộ điều khiển tập trung ở một chỗ giúp giảm chi phí vận hành và bảo trì hệ thống, đồng thời làm giảm áp lực về mặt truyền thông khi các bộ điều khiển được vận hành một cách có tổ chức từ trên xuống dưới.

Dựa vào các tính ưu việt của giải pháp giúp cho hệ thống vận hành linh hoạt và an toàn trong bối cảnh ngày càng có nhiều nguồn năng



Hình 7. Sơ đồ lưới điện đảo Phú Quý

lượng tái tạo tích hợp vào hệ thống ảnh hưởng lớn đến độ ổn định của hệ thống điện.

4. PHÂN TÍCH TÍNH ỔN ĐỊNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN TẠI ĐẢO

Hệ thống điện tại đảo Phú Quý là một lưới điện độc lập và tách biệt với HTĐ quốc gia với nhiều nguồn năng lượng cung cấp từ nhà máy điện diesel Phú Quý, nhà máy điện gió Phú Quý, nhà máy điện mặt trời Phú Quý (hình 7). Để nâng cao tính ổn định của lưới điện, nhóm tác giả đề xuất sử dụng giải pháp BESS có khả năng đáp ứng nhanh sự mất cân bằng công suất của hệ thống, từ đó giúp nâng cao độ ổn định tần số trong các trường hợp các sự cố xảy ra trên HTĐ đảo Phú Quý.

Hiện nay BESS vẫn có chi phí sản xuất còn rất cao. Theo dự báo của tài liệu [10] chi phí lắp đặt hệ thống BESS (pin Lithium) đến năm 2025 là 400\$/kWh, 2030 là 326\$/kWh và 2050 là 237\$/kWh. Mặc dù chi phí của BESS có xu hướng giảm tuy nhiên chi phí đầu tư cho một giải pháp chỉ sử dụng BESS cho việc ổn định tần số trên HTĐ vẫn còn rất cao.

Do đó, để ứng dụng BESS trong việc ổn định tần số cho các HTĐ các đảo với chi phí đầu tư thấp nhất, báo cáo đề xuất sử dụng phương pháp điều khiển phân lớp được trình bày ở phần 3.

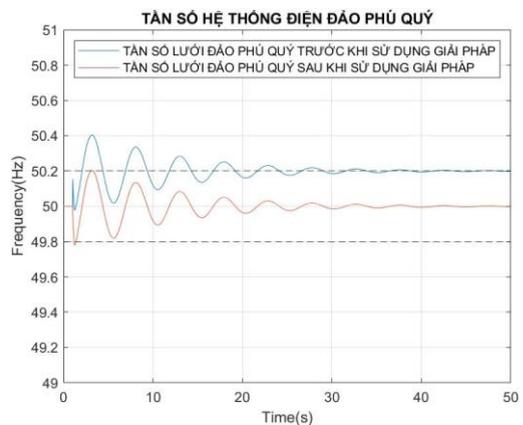
Để đánh giá hiệu quả nâng cao ổn định HTĐ đảo Phú Quý bằng giải pháp điều khiển phân lớp, nhóm tác giả tiến hành mô phỏng chi tiết HTĐ đảo Phú Quý vào năm 2025 bằng phần mềm ETAP. Dữ liệu đường dây, phụ tải và

nguồn được trình bày ở các phụ lục.

Nhóm tác giả tiến hành mô phỏng 02 kịch bản nặng nề nhất là ngắn mạch 3 pha tại thanh cái trạm biến áp 22kV Cảng Phú Quý và ngắn mạch 03 pha trên đường dây 22kV giữa trạm 22kV Linh Quang và Hoi An thuộc lưới điện đảo Phú Quý để đánh giá hiệu quả trong việc giúp ổn định tần số cho đảo khi sử dụng giải pháp đề xuất

a) Kịch bản 1: Ngắn mạch thanh cái hệ thống điện đảo Phú Quý

Để mô phỏng kịch bản 1, nhóm tác giả tiến hành ngắn mạch một thanh cái nối trực tiếp với phụ tải quan trọng là Cảng Phú Quý tại thời điểm $t = 1s$ và giải trừ sự cố sau 80ms. Kết quả mô phỏng kịch bản 1 như hình 8:



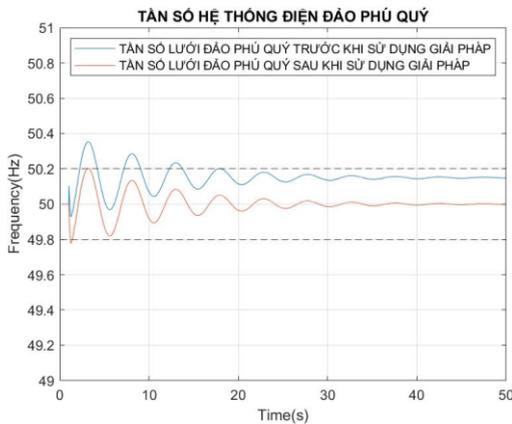
Hình 8: Đồ thị dao động khi mô phỏng kịch bản 1

Khi hệ thống chưa sử dụng phương pháp điều khiển phân lớp: Giá trị tần số dao động vượt ra khỏi ngưỡng $\pm 0.2Hz$ và tần số của hệ thống xác lập ở biên độ tần số 50.2Hz. Sau sự kiện sử dụng phương pháp điều khiển phân lớp giá trị tần số giao động trong ngưỡng $\pm 0.2Hz$ và tần số của hệ thống xác lập ở biên độ tần số 50Hz.

Đối với hệ thống khi đã tích hợp hệ thống điều khiển phân lớp: Giá trị tần số dao động trong khoảng cho phép ở 20s sau sự cố, sau đó ổn định ở 50Hz trong thời gian mô phỏng còn lại.

b) Kịch bản 2: Ngắt mạch tại đường dây 22kV giữa trạm Linh Quang và Hoi An

Để mô phỏng kịch bản 2, nhóm tác giả tiến hành giả lập ngắt mạch đường dây 22kV giữa trạm Linh Quang và Hoi An tại thời điểm $t = 1s$ và giải trừ sự cố sau 80ms. Kết quả mô phỏng kịch bản 2 như hình 9:



Hình 9: Đồ thị dao động khi mô phỏng kịch bản 2

Khi hệ thống chưa sử dụng phương pháp điều khiển phân lớp: Giá trị tần số dao động vượt ra khỏi ngưỡng $\pm 0.2\text{Hz}$ và tần số của hệ thống xác lập ở biên độ tần số 50.1Hz. Sau sự khi sử dụng phương pháp điều khiển phân lớp, giá trị tần số giao động trong ngưỡng $\pm 0.2\text{Hz}$ và tần số của hệ thống xác lập ở biên độ tần số 50Hz.

Dựa vào kết quả phân tích cho thấy sau khi sử dụng giải pháp điều khiển phân lớp giúp nâng cao ổn định tần số cho các hệ thống điện đảo và đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn. Ngoài ra phương pháp điều khiển phân lớp

còn giúp vận hành tối ưu dung lượng BESS giúp giảm chi phí đầu tư thấp hơn so với các giải pháp chỉ sử dụng 01 nguồn điều tần duy nhất.

5. KẾT LUẬN

Để các HTĐ đảo vận hành an toàn và tin cậy cần có giải pháp nhằm nâng cao ổn định tần số trong các trường hợp sự cố xảy ra trên lưới HTĐ. Giải pháp đang được hướng đến hiện nay là sử dụng hệ thống BESS giúp đáp ứng nhanh sự thay đổi của tần số HTĐ trong các trường hợp sự cố. Tuy nhiên chi phí đầu tư hệ thống BESS hiện nay vẫn còn rất cao dẫn đến việc sử dụng giải pháp BESS còn đang bị hạn chế. Để giảm chi phí đầu tư BESS trong việc đáp ứng nhanh tần số của HTĐ trong quá trình vận hành, nhóm tác giả đề xuất phương pháp điều khiển phân lớp phối hợp giữa các nguồn năng lượng tái tạo, diesel và BESS giúp nâng cao tính ổn định tần số của hệ thống điện đảo và giảm chi phí đầu tư BESS. Các kết quả mô phỏng với phương pháp điều khiển phân lớp mang lại hiệu quả về mặt kỹ thuật và tối ưu chi phí đầu tư cho các hệ thống điện đảo.

LỜI CẢM ƠN

Tác giả xin cảm ơn Công ty Cổ phần Tư vấn xây dựng Điện 4 thuộc Tập đoàn điện lực Việt Nam đã tài trợ thực hiện nghiên cứu này.

CÁC PHỤ LỤC

Bảng 2. Thông số đường dây tại lưới điện đảo Phú Quý

ĐIỂM ĐẦU (FROM)	ĐIỂM CUỐI (TO)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	B1 (μS)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	B0 (μS)	CHIỀU DÀI (km)
NMĐG PHÚ QUÝ	NM DIESEL	4.56	2.29	18.79	5.44	9.72	9.37	6
NM DIESEL	NMĐG PHÚ QUÝ	4.56	2.29	18.79	5.44	9.72	9.37	6
LONG HAI	DAI PTHH	0.13	0.06	0.5	0.15	0.26	0.25	0.16
THU NGUYET	CANG PHU QUY	1.68	0.84	6.89	1.99	3.56	3.43	2.2
LINH QUANG	CANG PHU QUY	0.22	0.11	0.89	0.26	0.46	0.44	0.284
HOI AN	LINH QUANG	0.22	0.11	0.89	0.26	0.46	0.44	0.284
UBND XA TAM THANH	HOI AN	0.22	0.11	0.9	0.26	0.46	0.45	0.286
TAM THANH 234	UBND XA TAM THANH	0.8	0.4	3.29	0.95	1.7	1.64	1.052
CHO TAM THANH	TAM THANH 234	0.16	0.08	0.63	0.18	0.32	0.31	0.2
TAM THANH 1	CHO TAM THANH	0.86	0.43	3.51	1.02	1.81	1.75	1.12
SAN VAN DONG	TAM THANH 1	0.75	0.38	3.08	0.89	1.6	1.54	0.985
DAI TRUYEN HINH	SAN VAN DONG	0.22	0.11	0.88	0.25	0.45	0.44	0.28
BUU DIEN	DAI TRUYEN HINH	0.54	0.27	2.19	0.63	1.13	1.09	0.7
BENH VIEN	BUU DIEN	0.54	0.27	2.19	0.63	1.13	1.09	0.7
NGU PHUNG 5	BENH VIEN	0.57	0.28	2.33	0.68	1.21	1.16	0.745
NGU PHUNG 1	NGU PHUNG 5	0.25	0.12	1.02	0.3	0.53	0.51	0.327
NGU PHUNG 2	NGU PHUNG 1	0.36	0.18	1.46	0.42	0.75	0.73	0.465
NGU PHUNG 34	NGU PHUNG 2	0.4	0.2	1.63	0.47	0.84	0.81	0.52
BHQS PHU QUY	NGU PHUNG 34	0.65	0.32	2.66	0.77	1.38	1.33	0.85
HUYEN DOI	BHQS PHU QUY	0.66	0.33	2.69	0.78	1.39	1.34	0.86

ĐIỂM ĐẦU (FROM)	ĐIỂM CUỐI (TO)	R1 (Ω)	X1 (Ω)	B1 (μS)	R0 (Ω)	X0 (Ω)	B0 (μS)	CHIỀU DÀI (kM)
HUYEN DOI	NMĐG PHÚ QUÝ	1.75	0.88	7.2	2.09	3.73	3.59	2.3
GO MAY	CAP5 (TỤ)	0.92	0.46	3.76	1.09	1.94	1.87	1.2
PHU TAI 4731	CAP5 (TỤ)	0.26	0.13	1.03	0.3	0.53	0.52	0.33
PHU THANG	PHU TAI 4731	0.27	0.13	1.1	0.32	0.57	0.55	0.35
XOM COI	PHU THANG	0.55	0.27	2.25	0.65	1.17	1.12	0.72
PHU LONG	XOM COI	0.28	0.14	1.11	0.32	0.58	0.56	0.356
XOM RAY	PHU LONG	0.1	0.05	0.38	0.11	0.19	0.19	0.12
DA DEN	XOM RAY	0.42	0.21	1.72	0.5	0.89	0.86	0.55
CAP8	DA DEN	0.42	0.21	1.72	0.5	0.89	0.86	0.55
DAI PTHH	BA CAY	0.25	0.12	1	0.29	0.52	0.5	0.32
TAN HAI	LONG HAI	0.38	0.19	1.57	0.45	0.81	0.78	0.5
LONG HAI 13	TAN HAI	0.64	0.32	2.61	0.76	1.35	1.3	0.835
BA CAY	CAP 8 (TỤ)	0.68	0.34	2.79	0.81	1.44	1.39	0.89

Bảng 3. Thông số tải tại lưới điện đảo Phú Quý

ID	Công suất tác dụng (kW)	Công suất phản kháng (kVAr)
BA CAY	102.4	33.66
BENH VIEN	160.3	52.68
BHQS PHU QUY	45.88	15.08
BUU DIEN	188.9	62.08
CANG PHU QUY	467.5	153.7
CHO TAM THANH	205	67.39

ID	Công suất tác dụng (kW)	Công suất phản kháng (kVAr)
DA DEN	102.4	33.66
DAI PTTH	83.13	27.32
DAI TRUYEN HINH	102.4	33.66
GO MAY	102.4	33.66
HOI AN	102.4	33.66
HUYEN DOI	102.4	33.66
LINH QUANG	102.4	33.66
LONG HAI	214.8	70.6
LONG HAI 13	212.8	69.94
NGU PHUNG 1	102.4	33.66
NGU PHUNG 2	256	84.15
NGU PHUNG 5	102.4	33.66
NGU PHUNG 34	224.1	73.66
PHU LONG	32.05	10.54
PHU TAI 4731	448.2	147.3
PHU THANG	96.43	31.69
PHUTAI479	403.7	132.7
SAN VAN DONG	131.7	43.28
TAM THANH 1	451.5	148.4
TAMTHANH 234	469.5	154.3
TAN HAI	132.3	43.5
THU NGUYET	115	37.81

ID	Công suất tác dụng (kW)	Công suất phản kháng (kVAr)
TU DUNG WTG1	266	87.43
TU DUNG C43	266	87.43
TU DUNG WTG3	266	87.43
TU DUNGWTG2	266	87.43
UBND XA TAM THANH	212.8	69.94
XOM COI	102.4	33.66
XOM RAY	160.3	52.68

Bảng 4. Thông số nguồn tại lưới điện đảo Phú Quý

	NM NHIỆT ĐIỆN	NM ĐIỆN GIÓ	NM ĐIỆN MẶT TRỜI	BESS
CÔNG SUẤT	10MW	6MW	0.8MWp	1MW

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Z. Wu, D.W. Gao, H. Zhang, S. Yan and X. Wang, "Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 8, no. 3, pp. 1330-1343, July 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2679716.
- [2]. M. Yazdani and A. Mehrizi-Sani, "Distributed Control Techniques in Microgrids," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 6, pp. 2901-2909, Nov. 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2337838.
- [3]. P. Stanchev, G. Vacheva, and N. Hinov, "Evaluation of Voltage Stability in Microgrid-Tied Photovoltaic Systems." *Energies*, vol. 16, no. 13, p. 4895, Jan. 2023.
- [4]. P. Denholm, T. Mai, R. Kenyon, B. Kroposki, and M. O'malley, "Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin." 2020.
- [5]. Nguyễn Hoàng Việt and Phan Thị Thanh Bình, **NGẮN MẠCH VÀ ỔN ĐỊNH TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN**. NHÀ XUẤT BẢN ĐẠI HỌC QUỐC GIA TP HỒ CHÍ MINH, 2011.
- [6]. M. Farrokhbadi, S. König, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya and T. Leibfried, "Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation." in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 2301-2312, March 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2740163.
- [7]. Gabriel E. Mejia-Ruiz, Mario R. Arrieta Paternina, Felix Rafael Segundo Sevilla, Petr Korba, "Fast hierarchical coordinated controller for distributed battery energy storage systems to mitigate voltage

and frequency deviations”, *Applied Energy*, Volume 323,2022,119622,ISSN 0306-2619.

- [8]. Nguyễn Thị Phương Hà and Huỳnh Thái Hoàng, “Lý thuyết điều khiển tự động”, NXB ĐHQG TPHCM, 2002.
- [9]. Feng, X., Shekhar, A., Yang, F., E. Hebner, R., & Bauer, “Comparison of Hierarchical Control and Distributed Control for Microgrid”, *Electric Power Components and Systems*, 45(10), pp. 1043–1056. doi: 10.1080/15325008.2017.1318982.
- [10]. Wesley Cole and Akash Karmakar, Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-85332, June 2023 <http://www.nrel.gov/publications>.
- [11]. Le Cao Quyen, Duong Van Phu, Huynh Kim Long, and Nguyen Dang Toan, “Determination of Battery Energy Storage System sizing for hybrid power system in Phu Quy Island.” *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Năng lượng*, vol. 33, no. 33, pp. 78–78, 2023, Accessed: Aug. 13, 2024.

Giới thiệu tác giả:



Tran Viet Thanh is currently working at Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4 (PECC4), Nha Trang City, Khanh Hoa Province, Vietnam. He completed his B.Sc. and M.Sc. Engineering degrees in The University of Danang - University of Science and Technology, Da Nang City, Vietnam. His main research directions include power system stability and calculation, renewable energy applications and energy storage equipment design.



Le Cao Quyen is the current Chairman of directors of Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4 (PECC4), Nha Trang City, Khanh Hoa Province, Vietnam. He received his B.Sc. and M.Sc. Engineering degrees from HCM Bach Khoa University, Vietnam. He completed his Ph.D. at the University of Danang. His research interests are system stability, electromagnetic transient and renewable energy.



Nguyen Huu Hieu is currently the Principal of the University of Danang - University of Science and Technology, Da Nang City, Vietnam. He received his B.Sc degree at Ecole Centrale de Lyon University, France, major in Generalist Engineer field. In 2008, he completed his Ph.D. Electrical Engineering degree in Joseph Fourier University, Grenoble, France. His main research interests are power system design, renewable energy applications, signal transmission and automation.



NGUYEN Dang Toan received Ph.D. degree in Electrical Engineering from Grenoble-INP in France in 2008. He is currently dean of Energy Faculty at Electric Power University.

His research interests include power system stability, controlled switching and renewable energy



HUYNH Kim Long was born in 1997, He graduated with a degree in electronic engineering from the Industrial university of Ho Chi Minh City, Viet Nam, in 2020. Currently, He is working at Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4.

His research interests include power system studies, renewables energy, HVDC, FACTS and Cables.



Truong Phu Quy studies Control Engineering and Automation at Ho Chi Minh City University of Technology. Currently, he is having an internship at Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4.

His research interests include power system stability, renewable energy, Microgrid, SCADA and operation control