

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP.HCM**

**TÔN NGỌC TRIỀU**

**MỞ RỘNG NGUỒN ĐIỆN PHÂN TÁN VÀ BỘ DỰ TRỮ  
NĂNG LƯỢNG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI**

Chuyên ngành: KỸ THUẬT ĐIỆN  
Mã số chuyên ngành: 9520201

**TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ**

**TP. HỒ CHÍ MINH – NĂM 2022**

Công trình được hoàn thành tại **Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp.HCM**

Người hướng dẫn khoa học 1: PGS. TS. TRƯƠNG VIỆT ANH

Người hướng dẫn khoa học 2: PGS. TS. VŨ PHAN TÚ

Phản biện 1:

Phản biện 2:

Phản biện 3:

Luận án sẽ được bảo vệ trước Hội đồng đánh giá luận án Cấp Cơ sở họp tại

Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp.HCM

vào ngày        tháng        năm

## DANH MỤC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ

1. **Trieu Ngoc Ton**, Thuan Thanh Nguyen, Viet Anh Truong, and Phan-Tu Vu, ‘Optimal location and operation of battery energy storage system in the distribution system for reducing energy cost in 24-hour period’, *Int Trans Electr Energ Syst*, Vol. e12861, No. February, pp. 1–17, 2021 (SCIE – Q2, IF = 2.860).
2. Anh Viet Truong, **Trieu Ngoc Ton**, Thanh Long Duong, and Phan-Tu Vu, ‘Reconfigure the Distribution Network With Photovoltaic Connection to Minimize Energy Loss Based on Average Branch Power and an Advanced Branch Exchange Algorithm’, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 104572–104581, 2021, doi: 10.1109/access.2021.3098902 (SCIE – Q1, IF = 3.557).
3. **Trieu Ngoc Ton**, Thuan Thanh Nguyen, Viet Anh Truong, and Tu Phan Vu, ‘Optimal Location and Size of Distributed Generators in an Electric Distribution System based on a Novel Metaheuristic Algorithm’, *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.*, vol. 10, no. 1, pp. 5325–5329, 2020, doi: 10.48084/etasr.3372 (ESCI).
4. Anh Viet Truong, **Trieu Ngoc Ton**, Thuan Thanh Nguyen and Thanh Long Duong, ‘Two states for optimal position and capacity of distributed generators considering network reconfiguration for power loss minimization based on runner root algorithm’, *Energies*, vol. 12, no. 1, p. 106, 2019 (SCIE – Q2, IF = 3.343).
5. **Tôn Ngọc Triều**, Nguyễn Tùng Linh, Trương Việt Anh và Phạm Văn Lói, “Nâng cao công suất của hệ thống pin lưu trữ trên lưới điện phân phối có kết nối năng lượng mặt trời nhằm giảm chi phí,” *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 226, no. 16, pp. 11–19, 2021 (ĐH Thái Nguyên).
6. **Tôn Ngọc Triều**, Trương Việt Anh, Vũ Phan Tú, ‘Áp dụng phương pháp Backward / Forward cải tiến trong bài toán tối ưu lưới điện phân phối có kết nối nguồn điện phân tán’, *Tạp chí phát triển KH&CN*, vol. 2, no. 2, 2019 (ĐH Quốc gia Tp. HCM).

## CÁC CÔNG BỐ LIÊN QUAN

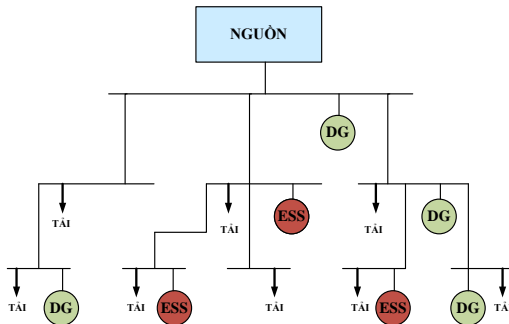
7. **Tôn Ngọc Triều**, Nguyễn Tùng Linh, Trương Việt Anh, Hoàng Ngọc Tuyền, ‘Tối ưu vị trí và công suất nguồn điện phân tán cho hệ thống điện phân phối hình tia không cân bằng sử dụng whale optimization algorithm’, *Tạp Chí Khoa Học Và Công Nghệ Năng Lượng - Trường Đại Học Điện Lực*, vol. 27, pp. 1–13, 2021 (Trường ĐH Điện lực).
8. Thuan Thanh Nguyen, **Trieu Ngoc Ton**, Thang Trung Nguyen, Thanh-Phuc Nguyen, and Ngoc Au Nguyen, ‘Optimization of location and size of distributed generations for maximizing their capacity and minimizing power loss of distribution system based on cuckoo search algorithm’, *Bull. Electr. Eng. Informatics*, vol. 10, no. 4, pp. 1769–1776, 2021, doi: 10.11591/eei.v10i4.2278 (SCOPUS – Q3, IF = 1.87).
9. Nguyễn Tùng Linh, Nguyễn Thanh Thuận, **Tôn Ngọc Triều**, Trương Việt Anh, Nguyễn Anh Xuân, ‘Tối ưu vị trí và công suất nguồn điện phân tán có xét đến tái hình cấu hình lưới điện phân phối’, *Tạp chí phát triển KH&CN*, vol. 20, no. K7, pp. 5–14, 2017 (ĐH Quốc gia Tp. HCM).
10. B. N. Nguyen, T. P. Nguyen, **T. N. Ton**, K. Van Nguyen, T. D. Nguyen, and V. Q. Le, ‘Wavelet-Based Fuzzy Logics for Recognition of Faults at Nha Be Power Substation of the Vietnam Power System’, *Proc. 2018 4th Int. Conf. Green Technol. Sustain. Dev. GTSD 2018*, pp. 126–129, 2018 (Conference).

# CHƯƠNG 1: GIỚI THIỆU

## 1.1. Đặt vấn đề

Điện năng ngày càng đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo ổn định và phát triển ở mỗi quốc gia. Lưới điện phân phối (LĐPP) và tải có sự thay đổi trong những năm tới với những yêu cầu mới. Để mở rộng LĐPP có thể thực hiện nâng cấp hệ thống, xây dựng tuyến dây, lắp đặt các trạm, mở rộng trạm, lắp đặt nguồn phân tán (DG), mở rộng DG và lắp đặt bộ trữ năng (ESS) [1]. Hiện nay, việc mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG hay ESS là xu thế tất yếu [2]. Chiến lược năng lượng hiện nay và sắp tới là tập trung khai thác nguồn tái tạo (RES) và khí thiên nhiên, tiết kiệm năng lượng, năng lượng lưu trữ và chính sách thu hút trong đầu tư tư nhân. RES đang phổ biến vì nó có chi phí giảm mạnh và được nhiều chính sách hỗ trợ [3], [4].

ESS hiện đang phát triển và sử dụng ngày càng nhiều. Bởi vì trong một số giờ cao điểm, hệ thống không đáp ứng nhu cầu hoặc phải mua năng lượng với chi phí cao. Năng lượng dư thừa cần ESS lưu trữ ở thời điểm nhu cầu thấp và phát trở lại ở thời điểm nhu cầu cao. Pin trữ năng lượng (BESS) được sử dụng nhiều nhất trong lưới điện cho đến nay [5]. Chính vì vậy, cần tối ưu lắp đặt BESS cho LĐPP để nâng cao hiệu quả vận hành. Thực tế, PV đã được lắp đặt theo điều kiện đầu tư hiện có và sẽ tiếp tục mở rộng thêm công suất. Vì vậy, LĐPP cần phải vận hành với cấu hình lưới có hiệu quả cao nhất.



**Hình 1. 1.** LĐPP có kết nối các DG và bộ ESS

DG và BESS thu hút rất nhiều nhà nghiên cứu nhằm tối ưu cho bài toán mở rộng LĐPP [6], [7]. Khi có DG và BESS thì LĐPP sẽ làm việc tốt hơn, kiểm soát được giá mua điện [8], [9]. Vì vậy, bài toán cho LĐPP hiện nay là:

- Đối với LĐPP chưa có DG: Việc mở rộng LĐPP thông qua xác định công suất và vị trí DG tham gia vào hệ thống nhằm nâng cao hiệu quả của LĐPP.
- Đối với LĐPP đã có kết nối DG: Tiếp tục mở rộng công suất DG theo thời gian đầu tư, chính sách khuyến khích, vị trí lắp đặt và yếu tố môi trường.

- Đối với LĐPP có chi phí mua điện cao thì cần giảm chi phí và làm trơn công suất RES. Việc mở rộng BESS, ngoài việc giảm giá điện, làm trơn RES thì giảm  $\Delta A$ , dịch chuyển thời gian và giảm đỉnh tải cũng được xem xét.

- Đối với LĐPP cần khai thác các nguồn năng lượng sẵn có: Việc mở rộng LĐPP cần tối đa DG tham gia và giảm giá đầu tư. Một trong các vấn đề kỹ thuật quan trọng để giảm chi phí trong vận hành là cực tiểu  $\Delta P$  [10].

Từ các công trình đã nghiên cứu cũng như thực tiễn của LĐPP thì đề tài “Mở rộng nguồn điện phân tán và bộ dự trữ năng lượng trên lưới điện phân phối” với mục tiêu giải quyết bài toán cho LĐPP khi có DG và BESS như sau:

- Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG để giảm  $\Delta P$  có xét đến cấu hình lưới.
- Xác định cấu hình LĐPP khi PV được mở rộng công suất để cực tiểu  $\Delta A$ .
- Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt BESS để giảm chi phí mua điện và  $\Delta A$ .
- Mở rộng tối đa công suất DG thâm nhập vào LĐPP để cực tiểu  $\Delta P$ .

## 1.2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- Nghiên cứu lý thuyết về LĐPP, DG và BESS.
- Nghiên cứu các bài toán mở rộng LĐPP thông qua kết nối DG và BESS, mở rộng công suất DG và BESS.
- Mô phỏng, kiểm tra trên LĐPP mẫu và so sánh với các công bố khác.

## 1.3. Mục tiêu và nhiệm vụ nghiên cứu

- Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta P$ .
- Xác định cấu hình LĐPP khi mở rộng công suất PV nhằm cực tiểu  $\Delta A$ .
- Kế hoạch mở rộng DG thâm nhập LĐPP với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta P$  cho LĐPP Chư Prông.
- Xác định BESS với mục tiêu là giảm chi phí mua điện và giảm  $\Delta A$ .

## 1.4. Phương pháp nghiên cứu

- Nghiên cứu lý thuyết: Tìm hiểu, phân tích và tổng hợp một số tài liệu.
- Nghiên cứu thực nghiệm: Mô phỏng trên MATLAB, ETAP, PSS-ADEPT.

## 1.5. Đóng góp của luận án

Đề tài phân tích và đề xuất bài toán mở rộng lưới điện phân phối (LĐPP), mở rộng công suất DG và BESS để nâng cao hiệu quả LĐPP. Với các bài toán:

1. Mở rộng LĐPP thông qua tối ưu công suất và vị trí của DG cần lắp đặt có xét cấu hình lưới điện (DNR): Luận án đưa ra cách giải quyết bài toán qua hai giai đoạn. Giai đoạn I là tối ưu lắp đặt DG trong LĐPP kín và giai đoạn II là tối

ưu khóa mở để lưới điện vận hành hồ. Phương pháp đề nghị tối ưu lắp đặt DG có tính đến DNR để cực tiểu tổn thất công suất ( $\Delta P$ ). Bài toán đề xuất được kiểm tra ở LĐPP 33 nút và 69 nút đã cho thấy tính hiệu quả của nó. Bài toán hai giai đoạn (RRA) cho thấy  $\Delta P$  của hệ thống tương tự với bài toán đồng thời. Ưu điểm của bài toán đưa ra là cho kết quả phù hợp với từng giai đoạn trong thiết kế và vận hành. Khi tối ưu với bài toán hai giai đoạn (RRA); bài toán đồng thời (CSA); bài toán vị trí, sau đó công suất và DNR (FWA và HSA) cho thấy mức giảm  $\Delta P$  gần bằng với bài toán đồng thời và tốt hơn các bài toán còn lại.

2. Xác định cấu hình LĐPP khi mở rộng công suất của pin quang điện (PV): Luận án đưa ra phương pháp công suất nhánh trung bình (CSNTB) cải tiến và thuật toán trao đổi nhánh cải tiến nhằm xác định cấu hình khi PV mở rộng công suất với mục tiêu là cực tiểu tổn thất năng lượng ( $\Delta A$ ). Lưới điện 18 nút và lưới điện 33 nút được áp dụng thử nghiệm cho bài toán đã cho thấy phương pháp đưa ra là đơn giản và chính xác cao khi so sánh với một số phương pháp khác.

3. Áp dụng mở rộng LĐPP Chư Prông – Gia Lai: LĐPP Chư Prông được áp dụng để mở rộng lắp đặt DG nhằm tối đa công suất và cực tiểu  $\Delta P$  của hệ thống. Từ đó, đưa ra một kế hoạch mở rộng DG từng giai đoạn lắp đặt.

4. Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt thông qua lắp đặt BESS để giảm chi phí mua điện: Luận án đưa ra phương pháp xác định công suất và vị trí BESS trên lưới điện nhằm giảm chi phí mua điện cũng như giảm  $\Delta A$ . Thuật toán CSA được sử dụng đầu tiên cho tối ưu BESS. Việc tối ưu BESS khi có PV kết nối vào lưới điện không những giảm chi phí mua điện, giảm đỉnh tải, giảm tổn thất mà còn hiệu quả các hệ thống năng lượng tái tạo (RES). LĐPP 18 nút và 33 nút có PV được thử nghiệm và nó cho thấy tính hiệu quả của BESS.

Đề tài đã đề nghị mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt và mở rộng công suất của DG và BESS nhằm nâng cao hiệu quả của LĐPP.

## **1.6. Bố cục của luận án**

Chương 1: Giới thiệu

Chương 2: Tổng quan

Chương 3: Mở rộng sự thâm nhập DG trên lưới điện phân phối

Chương 4: Mở rộng sự thâm nhập của BESS trên lưới điện phân phối

Chương 5: Kết luận

## CHƯƠNG 2: TỔNG QUAN

### 2.1. Lưới điện phân phối (LĐPP)

Cấu trúc truyền thông của hệ thống điện có dạng dọc. Do đó, việc truyền tải từ nguồn điện đến hộ sử dụng điện sẽ gây ra  $\Delta P$  lớn. Để nâng cao độ tin cậy thì cần hoạch định xây dựng lưới điện theo cấu trúc là mạch vòng và được vận hành theo cấu trúc hình tia. Cấu trúc mới của hệ thống là dạng ngang do có DG hay ESS và nó sẽ thực hiện nhiệm vụ tốt hơn.

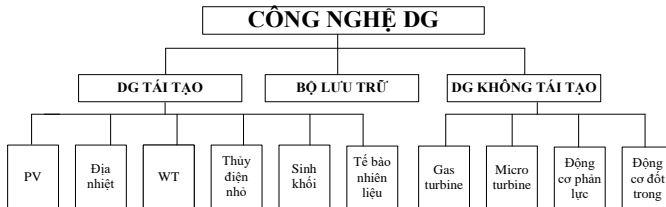
### 2.2. Nguồn phân tán (DG)

#### 2.2.1. Giới thiệu về DG

Nguồn phân tán (DG) hiện nay được tích hợp vào LĐPP là rất phổ biến vì các lợi ích rất lớn [2], [11]. Các DG có công suất lớn là RES thường nối với lưới truyền tải. Vì điều kiện không thuận lợi có thể thiếu điện. Để bù cho sự thiếu hụt này thì giải pháp lắp đặt DG công suất nhỏ là hữu hiệu với chi phí mới [12], [13]. Do đó, LĐPP cần quy hoạch công suất và vị trí DG với mục tiêu phù hợp, trong đó  $\Delta P$  là mục tiêu hàng đầu vì nó đánh giá hiệu quả DG thâm nhập vào hệ thống.

#### 2.2.2. Công nghệ của DG

Công nghệ DG được mô tả như Hình 2.2 [11].



Hình 2. 1. Các công nghệ DG [11]

#### 2.2.3. Lợi ích của DG

DG kết nối vào hệ thống có nhiều ưu điểm và lợi ích như ở Bảng 2.1 [14].

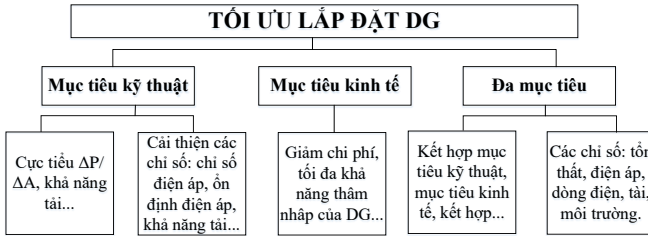
Bảng 2. 1. Lợi ích của việc kết nối DG vào LĐPP

Kỹ thuật	Kinh tế	Môi trường
<ul style="list-style-type: none"><li>Giảm <math>\Delta P/ \Delta A</math>.</li><li>Cải thiện chất lượng.</li><li>Tăng độ tin cậy và an ninh.</li><li>Tự chủ cấp điện.</li><li>Tăng hiệu suất năng lượng.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Hoãn đầu tư hoãn</li><li>Giảm chi phí.</li><li>Hiệu suất nâng cao.</li><li>Giảm chi phí nhiên liệu.</li><li>Giảm yêu cầu dự trữ.</li><li>Chi phí vận hành thấp hơn.</li><li>Giảm rủi ro đầu tư.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Giảm phát thải.</li><li>Giảm sự ấm dần lên toàn cầu.</li><li>Khuyến khích RES tham gia.</li></ul>



## 2.2.4. Mục tiêu lắp đặt DG

Hầu hết các nghiên cứu tối ưu lắp đặt DG với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta P$  là cơ bản và các mục tiêu khác sử dụng hỗ trợ, Hình 2.2.

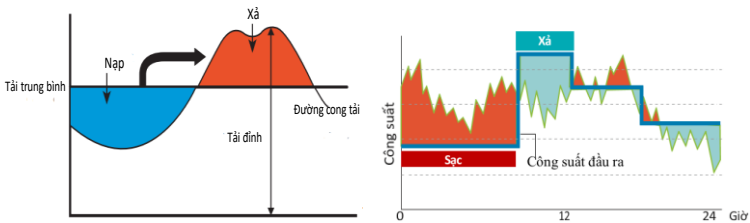


**Hình 2. 2.** Các mục tiêu khi tối ưu lắp đặt DG

## 2.3. Bộ dự trữ năng lượng (ESS)

### 2.3.1. Giới thiệu về ESS

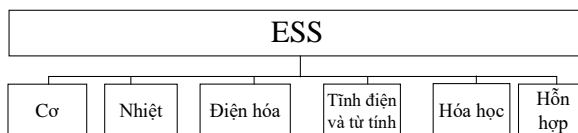
Các ESS có ứng dụng hầu hết ở các khâu phát điện - truyền tải - phân phối-DG (RES) - khách hàng. ESS giúp điện năng luôn được cân bằng trong hệ thống. ESS là cấp thiết đối với ngành điện [15] và tạo ra cơ hội mới trong kinh doanh và sự kết nối mới giữa người bán và mua [16]. Hiện nay, công nghệ ESS có ưu điểm đáp ứng yêu cầu mới với chi phí đầu tư đang giảm dần và có sinh lời [17]. ESS là giải pháp bền vững, tin cậy, hiệu quả và thân thiện [5]. Hình 2.3 thể hiện thời gian nạp/ xả và san phẳng đồ thị với ESS [5].



**Hình 2. 3.** Nạp/ xả và san phẳng đồ thị với ESS [5]

### 2.3.2. Công nghệ của ESS

Có nhiều công nghệ ESS khác nhau. Hình 2.4 là các công nghệ của ESS [17].



**Hình 2. 4.** Các dạng công nghệ của ESS

### 2.3.3. Lợi ích của ESS

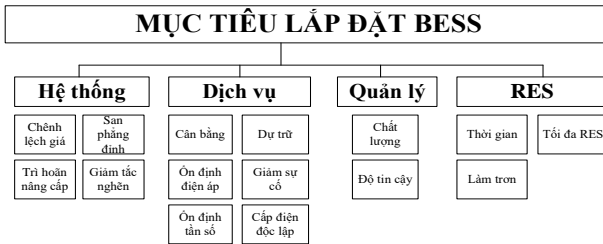
Chuỗi giá trị điện truyền thống có năm liên kết: nhiên liệu - phát điện - truyền tải - phân phối - dịch vụ thì BESS trở thành liên kết thứ sáu là phản ứng nhanh. Bảng 2.2 thể hiện các lợi ích của việc kết nối BESS vào LĐPP.

**Bảng 2. 2.** Các lợi ích của việc kết nối BESS vào LĐPP

Công ty truyền tải và phân phối	Người sử dụng điện	RES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hoàn nâng cấp hệ thống.</li> <li>• San phẳng đỉnh tải.</li> <li>• Thay thế năng lượng truyền thống.</li> <li>• Giảm dự phòng và đa dạng nguồn.</li> <li>• Điều chỉnh tần số/ điện áp.</li> <li>• Đáp ứng yêu cầu ngoài hợp đồng.</li> <li>• Ổn định hệ thống.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tăng chất lượng điện và giảm các chi phí.</li> <li>• Dịch chuyển thời gian sử dụng.</li> <li>• Khai thác RES.</li> <li>• Chênh lệch giá.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tối đa RES và giảm phụ thuộc.</li> <li>• Điều chỉnh điện áp/ tần số.</li> <li>• Tránh bị phạt.</li> <li>• Cân bằng tải.</li> </ul>

### 2.3.4. Mục tiêu lắp đặt BESS

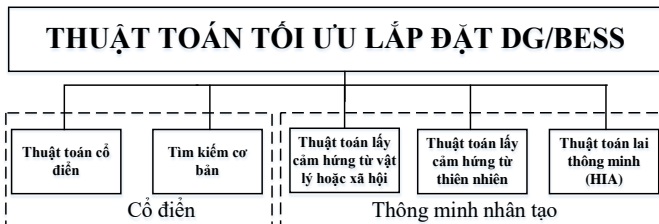
Hình 2.5 thể hiện các mục tiêu lắp đặt BESS. Khi LĐPP có các BESS thì khách hàng kiểm soát chi phí mua điện và có thể chuyển đổi nguồn điện kết nối sao cho chi phí mua điện là thấp nhất [18].



**Hình 2. 5.** Mục tiêu lắp đặt BESS

### 2.4. Phương pháp và thuật toán tối ưu lắp đặt DG và BESS

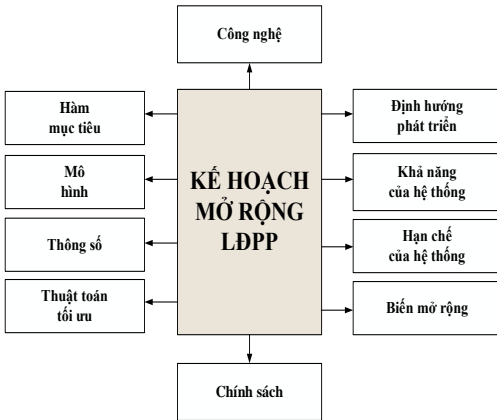
Thuật toán sử dụng trong tối ưu lắp đặt DG và BESS có hai nhóm cơ bản: thuật toán cổ điển và thuật toán thông minh nhân tạo như Hình 2.6 [8].



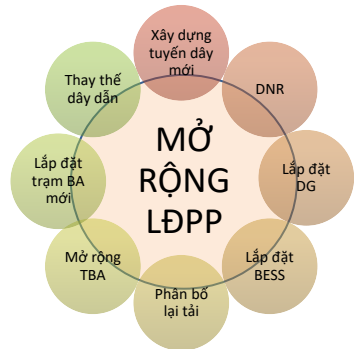
**Hình 2. 6.** Các thuật toán tối ưu lắp đặt DG và BESS

## 2.5. Mở rộng lưới điện phân phối

LĐPP và tải sẽ thay đổi đáng kể với các yêu cầu mới như độ tin cậy, dịch vụ mong đợi, chi phí đầu tư, giá năng lượng và môi trường. Vì vậy, cần có kế hoạch mở rộng LĐPP (DEP). DEP cần xét các đặc tính của tải mới, chi phí mới, DG và BESS, nhà cung cấp, mở rộng trạm biến áp, nâng cấp đường dây. Gần đây, một số nghiên cứu DEP thông qua lắp đặt và khai thác DG và BESS [1]. Khai thác RES để giảm tác động môi trường là lựa chọn cơ bản vì mức đầu tư ít rủi ro, linh hoạt và phù hợp với sự phát triển [19]. DEP hướng đến mở rộng thông qua lắp đặt DG và BESS là yếu tố chủ đạo. Mở rộng LĐPP bằng cách lắp đặt DG và BESS để LĐPP làm việc hiệu quả là một nhu cầu quan trọng và cấp thiết [20].



Hình 2. 7. Kế hoạch mở rộng LĐPP



Hình 2. 8. Biến mở rộng

### 2.5.1. Mở rộng sự thâm nhập của DG vào LĐPP

- Mở rộng LĐPP thông qua việc lắp đặt mới DG vào LĐPP:

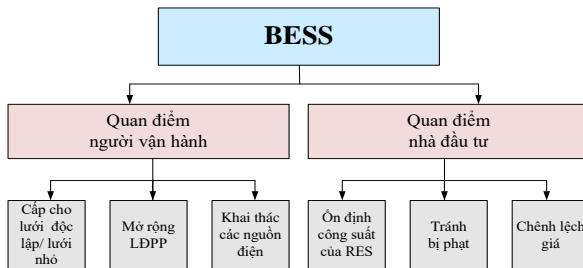
Có các kết hợp khác nhau về công suất, vị trí, số lượng và loại DG có những lợi thế khác nhau [1], [12]. Kế hoạch tối ưu LĐPP là một quá trình hỗ trợ cung cấp năng lượng thông qua DG nhằm đạt được lợi ích tiềm năng tối đa của DG với chi phí tối thiểu [23]. Lợi ích được quan tâm nhất hiện nay là lắp đặt DG với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta P$ , bởi vì nó thể hiện cho việc đánh giá hiệu quả của DG tham gia vào LĐPP [24], [25]. Các nghiên cứu tích hợp tối ưu DNR với lắp đặt DG để tăng cường hiệu quả hoạt động của LĐPP. Mặc dù, cả hai kỹ thuật đều góp phần giảm  $\Delta P$ . Việc thực hiện tối ưu kết hợp đồng thời thì các tham số của thuật toán sẽ phức tạp hơn so với việc giải quyết riêng lẻ. Khi kết hợp đồng thời, các biến điều khiển sẽ dài hơn và sẽ tốn nhiều thời gian và số lần lặp nhiều hơn để tìm ra giải pháp tối ưu. Vì thế, bài toán mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG đồng thời DNR được tách ra: Giai đoạn I (GD I) là tối ưu lắp đặt DG trong LĐPP kín và Giai đoạn II (GD II) là tối ưu các khóa mở để LĐPP vận hành hở.

- Mở rộng công suất của DG đã được lắp đặt vào LĐPP:

Các PV đang được kết nối vào LĐPP với số lượng, công suất và vị trí như thiết kế ban đầu là rất khó khăn. LĐPP có PV sẽ tiếp tục mở rộng công suất nhưng không trên phương thức tối ưu vận hành. Lúc này, việc chọn cấu hình vận hành giảm  $\Delta P$  là rất quan trọng, DNR là phương pháp hiệu quả cho vấn đề giảm  $\Delta P$  [26]. Thông thường bài toán DNR cực tiểu  $\Delta A$  được thay thế cho bài toán cực tiểu  $\Delta P$  [27]. Các nghiên cứu đề xuất hiện nay không xem xét đến sự ảnh hưởng từ công suất của DG tác động lên công suất nhánh của LĐPP. Nó có thể dẫn đến DNR với cấu hình có  $\Delta A$  không là cực tiểu. Khi công suất của DG tham gia vào LĐPP với công suất lớn thì tại một số thời điểm, hướng truyền công suất của một số nhánh có thể bị đổi hướng truyền so với ban đầu. Do vậy, cần xem xét ảnh hưởng của công suất DG lên các nhánh của LĐPP cũng như phương pháp DNR chính xác và đơn giản để định cấu hình của LĐPP.

### 2.5.2. Mở rộng sự thâm nhập của BESS vào LĐPP

Khi có BESS thì LĐPP dễ dàng kiểm soát, linh hoạt và cải thiện hệ thống. Lắp đặt BESS đối với LĐPP với hai mục tiêu cơ bản như Hình 2.9 [28]. Khi BESS xác định tối ưu thì mới phát huy hiệu quả, ngược lại BESS sẽ ảnh hưởng không tốt đến hệ thống [29]. Vấn đề giảm  $\Delta P$  hay  $\Delta A$  khi có BESS là rất nhỏ bởi vì công suất sạc và xả là cố định ở trong một khoảng thời gian. Tối ưu BESS cần phải xét đến lợi nhuận dựa trên chênh lệch giá và cải thiện hệ thống, Hình 2.9.



Hình 2.9. Mục tiêu mở rộng BESS

## 2.6. Kết luận chương 2

Trong chương 2 trình bày việc tích hợp DG/BESS tham gia vào LĐPP nhằm khai thác tiềm năng tối đa của các DG và BESS là rất cấp thiết hiện nay. Việc lắp đặt DG và/ hoặc BESS để LĐPP vận hành sao cho cực chi phí mua điện. Chương 3 trình bày nội dung mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG, xác định cấu hình vận hành khi mở rộng công suất DG và đưa ra kế hoạch lắp đặt DG cho LĐPP Chư Prông – Gia Lai. Chương 4 trình bày nội dung mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt BESS để giảm chi phí mua điện và giảm thiểu  $\Delta A$ . Chương 5 trình bày kết luận và hướng phát triển cho luận án.

## CHƯƠNG 3: MỞ RỘNG SỰ THÂM NHẬP CỦA DG TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

### 3.1. Giới thiệu

Bài toán tối ưu DG khi tham gia vào LĐPP với hàm mục tiêu chủ yếu là cực tiểu  $\Delta P$  [30], [31].  $\Delta P$  và  $\Delta Q$  của nhánh  $x$  thể hiện như (3.1) và (3.2).

$$\Delta P_x = \left( \frac{P_x^2 + Q_x^2}{|V_x|^2} \right) R_x \quad (3.1)$$

$$\Delta Q_x = \left( \frac{P_x^2 + Q_x^2}{|V_x|^2} \right) X_x \quad (3.2)$$

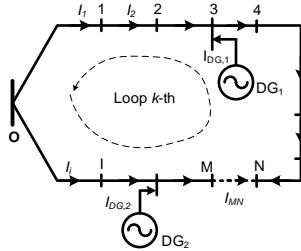
### 3.2. Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG có xét DNR

#### 3.2.1. Mô tả bài toán

Tồn thất công suất của LĐPP kín ( $\Delta P^{\text{kín}}$ ) và hở ( $\Delta P^{\text{hở}}$ ) như (3.3) và (3.4).

$$\Delta P^{\text{kín}} = \sum_{i \in \text{OM}}^{\text{nbr}} R_i I_i^2 + R_{MN} I_{MN}^2 + \sum_{i \in \text{ON}}^{\text{nbr}} (-I_i)^2 R_i \quad (3.3)$$

$$\Delta P^{\text{hở}} = \sum_{i \in \text{OM}}^{\text{nbr}} R_i (I_i - I_{MN})^2 + \sum_{i \in \text{ON}}^{\text{nbr}} R_i (I_i + I_{MN})^2 \quad (3.4)$$



**Hình 3. 1.** LĐPP đơn giản một mạch vòng

$$\text{Đặt } R_{\text{Loop}} = \sum_{i \in \text{OM}}^{\text{nbr}} R_i + R_{MN} + \sum_{i \in \text{ON}}^{\text{nbr}} R_i$$

$$\Delta P^{\text{hở}} - \Delta P^{\text{kín}} = I_{MN}^2 R_{\text{Loop}} \quad (3.5)$$

$$\text{Hàm mục tiêu: } \Delta P = \sum_{i=1}^{\text{nbr}} R_i \times \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (3.6)$$

#### 3.2.2. Tối ưu công suất và vị trí DG trên LĐPP có DNR

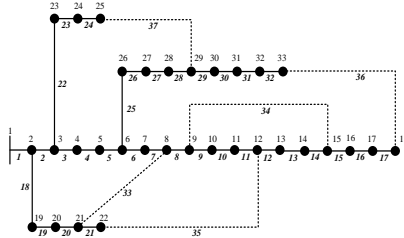
Bài toán đề xuất tách hai GĐ, với GĐ I sẽ thực hiện tối ưu lắp đặt DG trong LĐPP kín và GĐ II sẽ tối ưu khóa mở để LĐPP vận hành hình tia. Bài toán đề

xuất được so sánh với bài toán đồng thời (RRA và CSA [32]), bài toán vị trí và sau đó công suất và DNR (VT-CS và DNR) FWA [33] và HSA [34].

### 3.2.3. Kết quả kiểm tra

#### 3.2.3.1. LDPP 33 nút

LDPP 33 nút có 37 nhánh và 5 khóa mở {33; 34; 35; 36 và 37} như Hình 3.2 [35]. Bảng 3.1 và Bảng 3.2 cho thấy kết quả của bài toán đề nghị.



**Hình 3. 2.** Sơ đồ LDPP 33 nút [35]

**Bảng 3. 1.** Các kết quả của bài toán hai GD - LDPP 33 nút

Thông số	Ban đầu	Bài toán đề nghị - Bài toán hai GD (RRA)		Bài toán đồng thời (RRA)
		GD-I	GD-II	
Khóa mở	33; 34; 35; 36; 37	Không có	33; 34; 11; 30; 28	33; 34; 11; 30; 28
PDG - MW (Nút số)	Không	1,1326 (25); 0,8146 (32); 1,1011 (8)	1,1326 (25); 0,8146 (32); 1,1011 (8)	1,12095 (25); 0,87689 (18); 0,969711 (7)
$\Delta P$ (kW)	202,68	41,9051	53,3129	50,825
% Giảm $\Delta P$	-	79,32	73,70	74,92
Độ lệch chuẩn	-	1,17681	2,50883	3,20373
Thời gian CPU (s)	-	25,0779	9,3156	80,7789
Số lần lặp TB	-	245,2	18,50	751,9

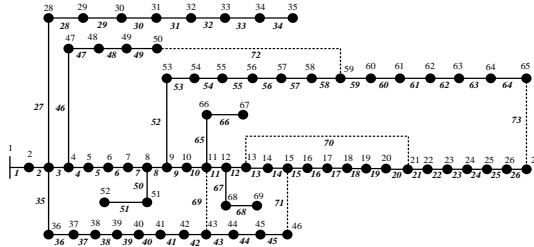
Mức giảm %  $\Delta P$  của bài toán đề xuất cao hơn 0,05% so với bài toán đồng thời (CSA). Hiệu suất của bài toán đề xuất tốt hơn bài toán còn lại.

**Bảng 3. 2.** Kết quả của các bài toán - LDPP 33 nút

Thông số	Bài toán đề nghị	Bài toán đồng thời (CSA) [32]	Bài toán VT-CS và DNR (FWA) [33]	Bài toán VT-CS và DNR (HSA) [34]
Khóa mở	33; 34; 11; 30; 28	33; 34; 11; 31; 28	7; 14; 11; 32; 28	7; 14; 10; 32; 28
PDG - MW (Nút)	1,1326 (25); 0,8146 (32); 1,1011 (8)	0,8968 (18); 1,4381 (25); 0,9646 (7)	0,5367 (32); 0,6158 (29); 0,5315 (18)	0,5258 (32); 0,5586 (31); 0,5840 (33)
$\Delta P$ (kW)	53,3129	53,21	67,11	73,05
% Giảm $\Delta P$	73,70	73,75	66,89	63,95

### 3.2.3.2. LĐPP 69 nút

LĐPP 69 nút như Hình 3.3 có 73 nhánh và 5 khóa mở {69; 70; 71; 72; 73} [36]. Kết quả tối ưu được thể hiện ở Bảng 3.3 và Bảng 3.4.



Hình 3.3. Sơ đồ đơn tuyến của LĐPP 69 nút [35]

Bảng 3.3. Các kết quả của bài toán hai GD - LĐPP 69 nút

Thông số	Ban đầu	Bài toán đề nghị (RRA)		Bài toán đồng thời (RRA)
		GD I	GD II	
Khóa mở	69; 70; 71; 72; 73	Không có	69; 70; 12; 55; 63	69; 70; 14; 55; 61
P <sub>DG</sub> - MW (Nút)	Không	1,6175 (61), 0,7710 (50), 0,6752 (21)	1,6175 (61), 0,7710 (50), 0,6752 (21)	0,516112 (64), 1,45167 (61), 0,53696 (11)
ΔP (kW)	224,89	28,8875	39,31	35,1929
% Giảm ΔP	-	87,15	82,52	84,35
Độ lệch chuẩn	-	0,7229	1,46845	3,25004
Thời gian (s)	-	32,9654	27,2612	244,4863
Số lần lặp TB	-	240,15	71,05	807,15

Bảng 3.4. Kết quả tối ưu của các bài toán - LĐPP 69 nút

Thông số	Bài toán đề nghị	Bài toán đồng thời (CSA) [32]	Bài toán VT-CS và DNR (FWA) [33]	Bài toán VT-CS và DNR (HSA) [34]
Khóa mở	69; 70; 12; 55; 63	69; 70; 14; 58; 61	69; 70; 13; 55; 63	69; 17; 13; 58; 61
PDG (MW) (Nút số)	1,6175 (61); 0,7710 (50); 0,6752 (21)	0,5413 (11); 0,5536 (65); 1,7240 (61)	1,1272 (61) 0,2750 (62) 0,4159 (65)	1,0666 (61) 0,3525 (60) 0,4257 (62)
ΔP (kW)	39,31	37,02	39,25	40,3
% Giảm ΔP	82,52	83,54	82,55	82,08

Bài toán hai GD được giải quyết hai vấn đề riêng lẻ đã giúp thuật toán tối ưu hiệu quả trong từng GD.

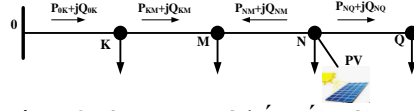
### 3.3. Xác định cấu hình vận hành LĐPP khi mở rộng công suất DG

Một kỹ thuật đề nghị để giải quyết bài toán DNR là sử dụng CSNTB cải tiến. Kỹ thuật này là dựa vào hệ số phụ tải để xác định CSNTB cải tiến thông qua việc bổ sung (bù) một lượng công suất ở các nhánh có PV tham gia. Việc bù công

suất này cho các nhánh để CSNTB chính xác và giúp cho DNR được chính xác với cấu hình của LĐPP có  $\Delta A$  là nhỏ nhất

### 3.3.1. Mô hình toán học

Công thức (3.27) thể hiện mục tiêu bài toán DNR giảm  $\Delta A$  [37].



**Hình 3. 4.** LĐPP có kết nối với PV

$$\text{Min: } \Delta A(X) = \sum_{m=1}^M t_m \times \sum_{i=1}^{N_{br}} R_i \times \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) \quad (3.7)$$

Công thức (3.8) là độ lệch tổn thất công suất nhánh MN giữa lưới kín và hở [35].

$$\delta P_{MN} = \Delta P_{hở} - \Delta P_{kín} = I_{MNpeak}^2 R_{Loop} \quad (3.8)$$

$$\delta A_{MN} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{iMN} T_i \quad (3.9)$$

$$= 24 \frac{R_{Loop}}{V^2} \left( \left( \frac{P_{MNavg}}{LF} \right)^2 + \left( \frac{Q_{MNavg}}{LF} \right)^2 \right) (aLF + (1-a)LF^2) \quad (3.10)$$

Từ (3.10),  $\delta A$  được xác định thông qua CSNTB ( $P_{BRavg}$ ) và hệ số tải LF [38].

**Trường hợp 1:** CSNTB  $P_{BRavg}$  trên nhánh truyền một chiều từ nguồn đến tải được tính theo công thức (3.11)

$$\sum_{ie0C} P_{BRavg} = \frac{\sum_{ie0A} (P_{Load} t_i - P_{PV} t_i)}{\sum_{ie0A} t_i} + \frac{\sum_{ieAB} (P_{PV} t_i - P_{Load} t_i)}{\sum_{ieAB} t_i} + \frac{\sum_{ieBC} (P_{Load} t_i - P_{PV} t_i)}{\sum_{ieBC} t_i} \quad (3.11)$$

**Trường hợp 2:** CSNTB cải tiến  $P_{BRavg}^N$  trên nhánh truyền khi có PV. Lúc này công suất truyền hai chiều, được tính như (3.12)

$$\sum_{ie0C} P_{BRavg}^N = \frac{\sum_{ie0A} (P_{Load} t_i - P_{PV} t_i)}{\sum_{ie0A} t_i} - \frac{\sum_{ieAB} (P_{PV} t_i - P_{Load} t_i)}{\sum_{ieAB} t_i} + \frac{\sum_{ieBC} (P_{Load} t_i - P_{PV} t_i)}{\sum_{ieBC} t_i} \quad (3.12)$$

Chúng ta có  $P_{BRavg}^N$  từ (3.11) và (3.12) khi kết nối với PV như (3.13).

$$\begin{aligned} \sum_{ie0C} P_{BRavg}^N &= \sum_{ie0C} P_{BRavg} + 2 \frac{\sum_{ieAB} (P_{Load} t_i - P_{PV} t_i)}{\sum_{ieAB} t_i} \\ &= \sum_{ie0C} P_{BRavg} + 2P_{BRavgAB} = \sum P_{BRavg} + P_{BRneg} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Xét một tam giác cân có đáy là AB và đường cao  $P_s^{12h}$ . Tính gần đúng tại thời điểm cực đại lúc 12 giờ, ta có:

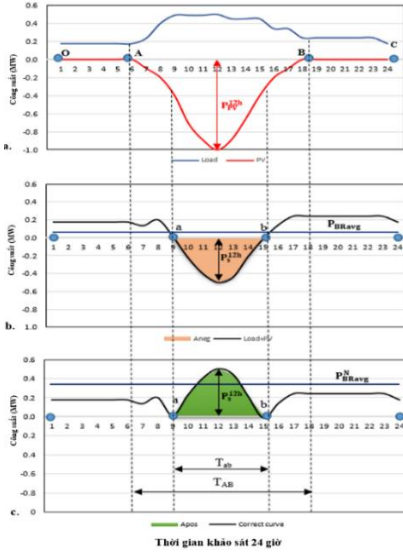


$$A_{neg} = 24P_{BRneg} = \frac{(P_s^{12h})^2 T_{PV}}{2P_{PV}^{12h}}$$

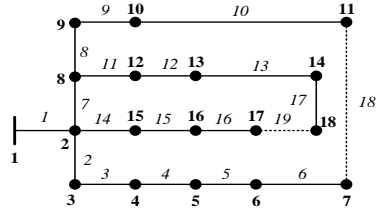
$$\Leftrightarrow P_{BRneg} = \frac{(P_s^{12h})^2 T_{PV}}{2P_{PV}^{12h} 24} \quad (3.14)$$

$$P_{BRavg}^N = P_{BRavg} + P_{BRneg} \quad (3.15)$$

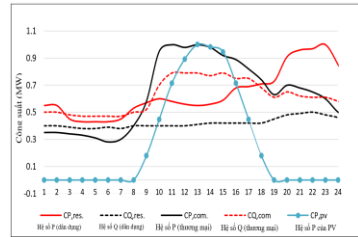
$$\Delta A = \frac{24R_{Loop}}{V_i^2} \left( \left( \frac{P_{BRavg}^N}{LF} \right)^2 + \left( \frac{Q_{BRavg}}{LF} \right)^2 \right) (aLF + (1-a)LF^2) \quad (3.16)$$



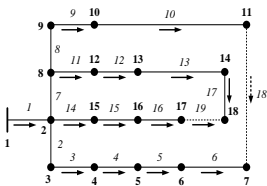
**Hình 3. 5.** Công suất của tải và PV trong khoảng 24 giờ



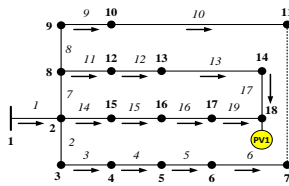
**Hình 3. 6.** Sơ đồ đơn tuyến của LDPP18 nút



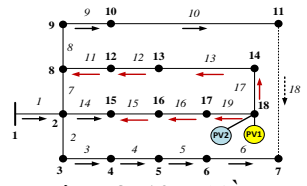
**Hình 3. 7.** Đồ thị tải và đồ thị của PV



**Hình 3. 8.** Chiều truyền công suất khi không có PV



**Hình 3. 9.** Chiều truyền của công suất khi PV1 là 560 kW



**Hình 3. 10.** Chiều truyền của công suất khi thêm PV2 là 2440 kW

Xét LDPP 10 kV có 18 nút: 19 nhánh, 17 khóa đóng và 2 khóa mở {17, 18}. Thử nghiệm 2 kịch bản DNR với công suất PV đã được lắp đặt và mở rộng.

**Trường hợp 1:** LĐPP mở rộng với PV1 tại nút 18 với  $P_{PV1} = 560$  kW. Do PV có công suất nhỏ nên không ảnh hưởng nhiều đến CSTB các nhánh của LĐPP và có kết quả của phương pháp CSNTB, CSNTB cải tiến là giống nhau.

Hình 3.18 cho thấy hướng truyền công suất của các nhánh khi có PV. Bảng 3.5 cho thấy kết quả thử nghiệm với trường hợp ban đầu và  $P_{BRavg}^N$ .

**Bảng 3. 5.** Khóa mở trong trường hợp PV có công suất 560 kW

Trường hợp	$P_{PV1}$ (kW)	$P_{PV2}$ (kW)	$P_{PV}$ (kW)	Khóa mở	$\Delta A$ (kWh)
Ban đầu	-	-	-	{18, 19}	1514,0
Ban đầu	560	-	560	{18, 19}	1345,5
CSNTB	560	-	560	{17, 18}	1325,1
CSNTB cải tiến	560	-	560	{17, 18}	1325,1

**Trường hợp 2:** LĐPP có  $P_{PV1}$  và mở rộng PV2 tại nút 18 với  $P_{PV2} = 2440$  kW. Bảng 3.6 và Bảng 3.7 cho thấy kết quả CSNTB, CSNTB cải tiến và  $\Delta A$  của các nhánh của 2 vòng kín. Do tác động của PV đến các nhánh của LĐPP sẽ làm  $\Delta A$  không chính xác.  $P_{BRavg}^N$  là phương pháp đơn giản, dễ thực hiện và cho kết quả DNR chính xác.

**Bảng 3. 6.** Các thông số khi PV lắp đặt tại nút 18 với  $P_{PV} = 3000$  kW

Nhánh	Khóa	Đổi hướng	$P_{BRneg}$ (kW)	$P_{BRavg}$ (kW)	$P_{BRavg}^N$ (kW)	$\Delta A$ (Wh)
2 - 15	14	Không	0	1046,5	1046,5	642,8
15 - 16	15	Có	4,5	658,9	663,4	266,9
16 - 17	16	Có	40,65	272,4	313,1	66,1
17 - 18	19	Có	114,8	120,2	235	32,7
14 - 18	17	Có	410,3	307,8	718,1	279,4
13 - 14	13	Có	227,1	51,4	278,5	41,6
12 - 13	12	Có	74	269	343,0	72,6
8 - 12	11	Có	11,8	525,7	537,5	181,9
2 - 8	7	Không	0	1651	1651	1650

**Bảng 3. 7.** Khóa mở trong trường hợp khi mở rộng PV2 có công suất 2440 kW

Trường hợp	$P_{PV1}$ (kW)	$P_{PV2}$ (kW)	$P_{PV}$ (kW)	Khóa mở	$\Delta A$ (kWh)
Ban đầu	-	-	-	{18, 19}	1514,0
Ban đầu	560	2440	3000	{18, 19}	1196,5
CSNTB	560	2440	3000	{18, 13}	1312,0
CSNTB cải tiến	560	2440	3000	{18, 19}	1196,5

### 3.3.2. Thuật toán trao đổi nhánh cải tiến cho vấn đề DNR có kết nối PV

Trong (3.16),  $\delta A_i$  và  $\delta A_j$  là độ lệch cho vòng lặp thứ i và j như (3.17) và (3.18).

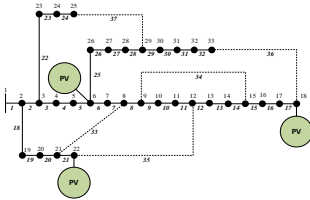
$$\delta A_i = \Delta A_{\text{initial}} - \Delta A_i \quad (3.17)$$

$$\delta A_j = \Delta A_{\text{initial}} - \Delta A_j \quad (3.18)$$

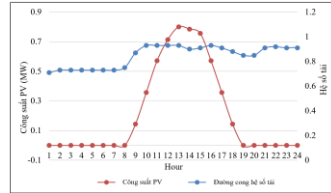
Ta có: công thức (3.18) - công thức (3.19)  $\delta A_i - \delta A_j = \Delta A_j - \Delta A_i$  (3.19)

Từ công thức (3.20), cho thấy: Nếu  $\delta A_i > \delta A_j$  thì  $\Delta A_i < \Delta A_j$  (3.20)

### 3.3.3. Kết quả kiểm tra



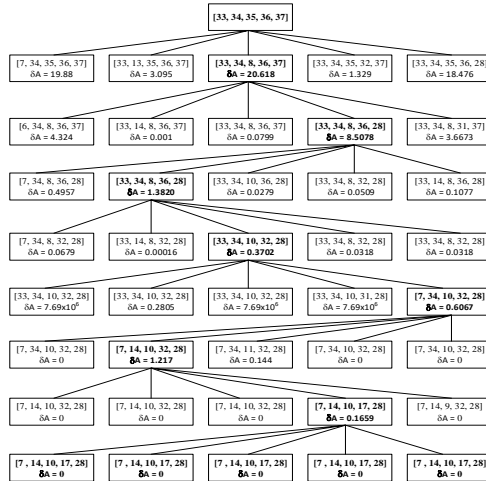
Hình 3. 11. LĐPP 33 nút



Hình 3. 12. Đồ thị của phụ tải và PV

Bảng 3. 8. Kết quả DNR của phương pháp đề xuất cho LĐPP 33 nút

Phương pháp	Khóa mở	$\Delta A$ (kWh)
Ban đầu	{33, 34, 35, 36, 37}	3304,820
Phương pháp đồ thị	{7, 9, 14, 32, 37}	2243,980
EP [39]	{7, 10, 14, 31, 37}	2334,280
GSA [39]	{7, 10, 14, 17, 28}	2075,510
Phương pháp đề nghị	{7, 10, 14, 17, 28}	2075,510



Hình 3. 13. Quá trình tối ưu LĐPP 33 nút có PV

LĐPP 12,66 kV có 33 nút: 37 nhánh với 32 khóa đóng và 5 khóa mở {33, 34, 35, 36, 37}. Hình 3.13 cho thấy thuật toán chuyển đổi nhánh cải tiến. Phương pháp đề nghị được kiểm tra đối với LĐPP 18 nút và LĐPP 33 nút cho thấy đơn giản, thời gian tính toán nhỏ và độ chính xác cao.

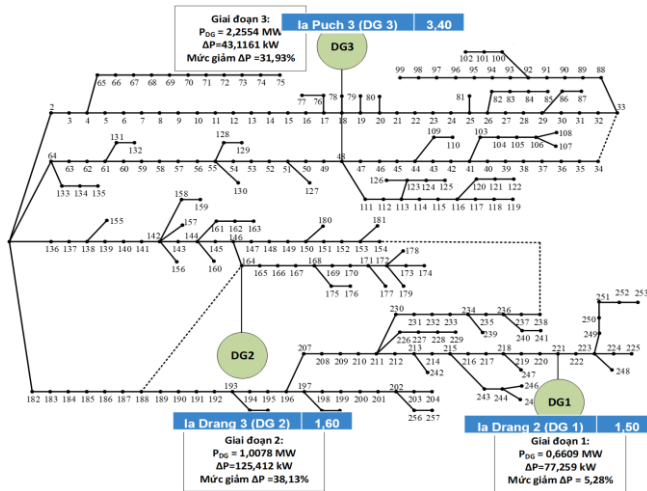
### 3.4. Mở rộng nguồn điện phân tán cho LDPP Chư Prông – Gia Lai

LDPP Chư Prông có 257 nút, 259 nhánh, tải là 8,6357 MW và ba khóa mở {33 - 34, 154 - 238, 164 - 182}. Kết quả như ở Bảng 3.9.

**Bảng 3. 9.** Các giai đoạn lắp đặt DG vào LDPP Chư Prông

Thông số	Ban đầu	GĐ 1	GĐ 2	GĐ 3
PDG (MW)	-	0,6609 (221)	0,6609 (221); 1,4898 (164)	0,6609 (221); 1,4898 (164); 2,2554 (48)
$\Delta P$ (kW)	81,5655	77,2590	63,3393	43,1161
Mức giảm % $\Delta P$	-	5,28	18,02	31,93
Vmin (pu)	0,9717(nút 99)	0,9717 (nút 99)	0,9717 (nút 99)	0,9717 (nút 99)
Vmax (pu)	1,0 (nút 1)	1,0 (nút 1)	1,0 (nút 1)	1,0 (nút 1)
LBI	0,00441	0,00441	0,00381	0,00141
(I/Idm)max	0,28341	0,28341	0,28341	0,17231

Trong ba GĐ lắp đặt mở rộng DG có khả thi lắp đặt. LDPP Chư Prông có 3 DG được kết nối với số lượng, công suất và vị trí đã được tối ưu như Hình 3.14.



**Hình 3. 14.** LDPP Chư Prông với 3 giai đoạn lắp đặt mở rộng DG

### 3.5. Kết luận chương 3

Chương 3 trình bày bài toán lắp đặt mở rộng LDPP thông qua lắp đặt DG để mang lại hiệu quả cho hệ thống. Đối với LDPP đã được lắp đặt các PV, tiếp tục mở rộng công suất sẽ đưa ra kỹ thuật DNR nhằm xác định cấu hình vận hành tối ưu. LDPP Chư Prông – Gia Lai cũng được thử nghiệm mở rộng số lượng và công suất DG ở các vị trí khả thi thông qua từng giai đoạn lắp đặt DG.

## CHƯƠNG 4: MỞ RỘNG SỰ THÂM NHẬP CỦA BESS TRÊN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI

### 4.1. Giới thiệu

BESS được sử dụng nhiều cho LĐPP vì thời gian đáp ứng, khả năng lưu trữ và tính độc lập [40]. Pin lithium-ion là loại đáng chú ý nhất vì thời gian đáp ứng nhanh, trọng lượng thấp, kích thước nhỏ, dễ lắp đặt và tiết kiệm [41], [42].

$$P_G(t) = P_G(t) - P_L(t) \quad (4.1)$$

$$W_S(t) = \int_0^t P_S(\tau) d \quad (4.2)$$

Trong giai đoạn sạc:  $E_{t+1} = E_t + P_t \eta$  (4.3)

Trong giai đoạn xả:  $E_{t+1} = E_t - P_t$  (4.4)

BESS đóng một vai trò nổi bật trong chuỗi hoàn chỉnh của hệ thống điện: phát điện - truyền tải - phân phối - tải. Nó tạo ra một cơ chế phản ứng nhanh trong chuỗi cung ứng mới của ngành điện.

- Chênh lệch giá năng lượng:  $P_i = P_i^+ - P_i^-$  với  $i = 1 \dots 24$  (4.5)

Trong thời gian sạc của BESS thì  $P_i = -P_i^-$  và trong thời gian xả thì  $P_i = P_i^+$ . Vì vậy, lợi ích thông qua chênh lệch giá theo các thời điểm như công thức (4.6).

$$T_1 = \sum_i (P_i^+ - P_i^-) C_i \quad (4.6)$$

- Giảm chi phí truy cập đường truyền:  $T_2$  là lợi ích của việc giảm chi phí:

$$T_2 = \sum_{ie\{\text{thời gian phí thấp}\}} (P_i^+ - P_i^-) C_a + \sum_{ie\{\text{thời gian phí cao}\}} (P_i^+ - P_i^-) C_b + \sum_{ie\{\text{thời gian phí trung bình}\}} (P_i^+ - P_i^-) C_c \quad (4.7)$$

**Bảng 4. 1.** Chi phí đường truyền theo thời gian

Chi phí truy cập đường truyền	Phí (\$ / kW - tháng)
Khoảng thời gian với chi phí thấp	$C_a$
Khoảng thời gian với chi phí cao	$C_b$
Khoảng thời gian với chi phí trung bình	$C_c$

BESS là một công cụ hữu hiệu để giảm chi phí năng lượng và điều chỉnh các vi phạm ràng buộc kỹ thuật, BESS là một thành phần để cải thiện hiệu suất của RES bằng cách dịch chuyển thời gian sử dụng năng lượng và làm trơn RES.

### 4.2. Mô tả bài toán

Hàm mục tiêu trong tối ưu công suất vận hành và vị trí BESS trong 24 giờ được xác định như công thức (4.8):

$$OF(S) = \sum_{i=1}^{24} (P_{s,i} + P_{loss,i}) C_i \quad (4.8)$$

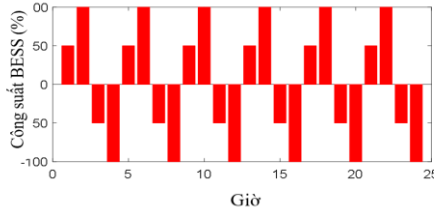
Với  $P_{s,i}$  là công suất được mua từ hệ thống ở khoảng thời gian thứ  $i$ ,  $P_{loss,i}$  là tổn thất công suất ở khoảng thời gian thứ  $i$  và  $C_i$  là giá điện ở khoảng thời  $i$ .

$S$  là giải pháp cho công suất vận hành và vị trí của BESS, công thức (4.9):

$$S = [x_1, x_2, \dots, x_{25}] \quad (4.10)$$

Ở đây, biến đầu tiên sẽ là vị trí và các biến còn lại là công suất vận hành của BESS. Với các biến này là  $P_{dm}$  của BESS (tính theo giá trị %) và công suất BESS trong mỗi khoảng thì dung lượng lưu trữ tương ứng với  $S$  như công thức (4.11).

$$BESS_{capacity}(S) = \max(|\text{cumulative\_sum}(x_2, \dots, x_{25})|) \quad (4.11)$$



**Hình 4. 1.** Các giá trị trong một giải pháp điển hình của BESS

Với giả định  $P_{dm}$  của BESS là 1 MW. Như vậy, để vận hành ở trường hợp này thì dung lượng phải đạt là 150%  $P_{dm}$  tức là 1,5 MWh. Để hiệu quả, thì dung lượng lưu trữ trong thời gian 24 giờ là bằng không. Do đó, bài toán tối ưu công suất vận hành và vị trí của BESS cần thỏa mãn điều kiện ràng buộc ở công thức (4.12).

$$\sum_{i=1}^{24} P_{BESS,i} = 0 \quad (4.12)$$

Các ràng buộc trong công thức (4.14) cần phải xem xét.

$$\begin{cases} I_j < I_{j,rate} & ; j = 1,2, \dots, n_{branch} \\ V_i > V_{low} \text{ và } V_i < V_{high} & ; i = 1,2, \dots, n_{bus} \end{cases} \quad (4.13)$$

Hàm thích nghi: hàm mục tiêu với các điều kiện ràng buộc, công thức (4.14).

$$f = OF + p. \left[ \max(V_{low} - V_{min}, 0) + \max(V_{max} - V_{high}, 0) + \max(KI_{max} - KI_{rate}) + \left| \sum_{i=1}^{24} P_{BESS,i} \right| \right] \quad (4.14)$$

### 4.3. Tối ưu công suất và vị trí của BESS

#### 4.4. Kết quả kiểm tra

Giả thiết rằng có ba loại tải công nghiệp, dân dụng và thương mại. Khi đó, tải tại mỗi nút được tính như công thức (4.15) [37], [43].

$$\begin{cases} P_{j,i} = \sum_{k=1}^3 P_{j,peak} \cdot R_{j,k} R_{P_{k,i}} \\ Q_{j,i} = \sum_{k=1}^3 Q_{j,peak} \cdot R_{j,k} R_{Q_{k,i}} \end{cases} \quad (4.15)$$

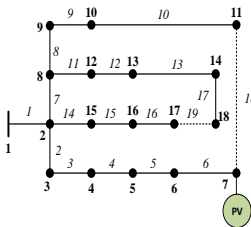
**Bảng 4. 2.** Khung giờ và giá điện

Khung giờ	Khung giờ cao điểm	Khung giờ bình thường	Khung giờ thấp điểm
Thời gian	9 giờ - 11 giờ 17 giờ - 20 giờ	4 giờ - 9 giờ 11 giờ - 17 giờ 20 giờ - 22 giờ	22 giờ - 4 giờ
Giá điện (\$/kWh)	0,12890	0,070	0,04540

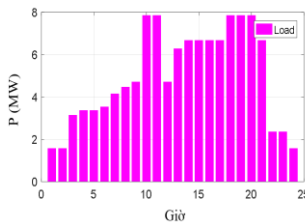
Giả định thời gian xả và sạc là bằng nhau và  $P_{dm}$  là 1 MW. Hệ số phạt p được chọn với giá trị là 1000. Thời gian biểu và giá điện như Bảng 4.2.

#### 4.4.1. LDPP 18 nút

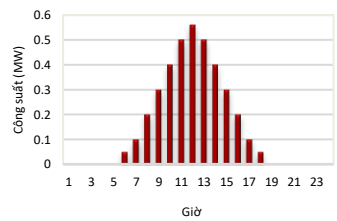
LDPP 18 nút có điện áp 10 kV như Hình 4.2. Tổng tải như Hình 4.3 với PV nối vào nút 7 có phát công suất ở Hình 4.4, với giá của PV giả định là 0,1 \$.



**Hình 4. 2.** LDPP 18 nút có PV

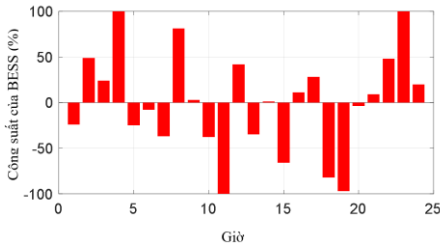


**Hình 4. 3.** Tải của LDPP 18 nút

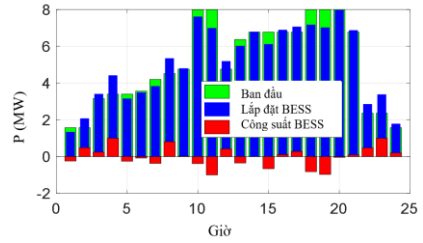


**Hình 4. 4.** Công suất phát của PV

Sau khi thực hiện tối ưu cho công suất vận hành và vị trí bằng CSA thì vị trí là nút 15 và công suất vận hành 24 giờ (% $P_{dm}$ ) là {-24; 49; 24; 100; -25; -8; -37; 81; 3; -38; -100; 42; -35; 1; -66; 11; 28; -82; -97; -4; 9; 48; 100; 20}.



**Hình 4. 5.** Công suất vận hành của BESS - LĐPP 18 nút

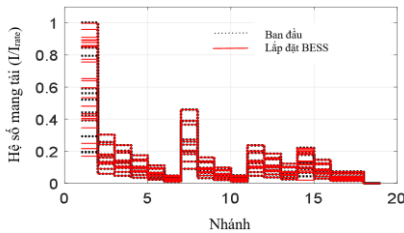


**Hình 4. 6.** Công suất mua của LĐPP 18

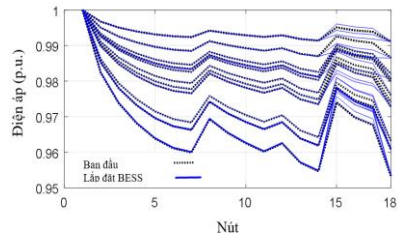
Giá trị lớn nhất là 177 tương ứng dung lượng 1,77 MWh. Kết quả từ CSA cho LĐPP 18 nút như trong Bảng 4.3. Khi có BESS thì chi phí tiết kiệm được là 258,2807\$ (tương ứng 2,45%). Hình 4.7 và Hình 4.8 cho thấy BESS không ảnh hưởng xấu đến dòng điện và cấu hình điện áp. CSA có kết quả tốt hơn so với GA, SFO và PFA trong 30 lần chạy độc lập.

**Bảng 4. 3.** Kết quả sau khi lắp đặt BESS đối với LĐPP 18 nút

Trạng thái	Hàm thích nghi	Chi phí mua điện (\$)	Chi phí tiết kiệm (\$)	$\Delta A$ (kWh)	Chi phí $\Delta A$ (\$)
Ban đầu	10682,3856	10523,5441	-	1679,4449	158,8308
BESS	10420,9595	10265,2634	258,2807	1674,7208	155,6961



**Hình 4. 7.** Dòng điện nhánh khi có BESS - LĐPP 18 nút

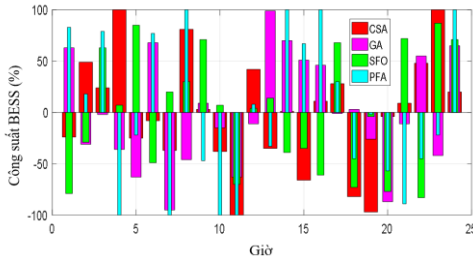


**Hình 4. 8.** Điện áp nút khi có BESS - LĐPP 18 nút

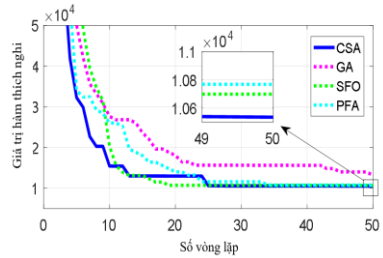
**Bảng 4. 4.** Các kết quả tính toán của CSA, GA, SFO và PFA - LĐPP 18 nút

Phương pháp	Vị trí (nút)	P (MW)	Giá trị thích nghi	Chi phí mua điện (\$)	Chi phí tiết kiệm (\$)	$\Delta A$ (kWh)	Chi phí $\Delta A$ (\$)
Ban đầu	-	-	10693,0598	10523,5441	-	1679,4449	158,8308
CSA	15	1,77	10420,9595	10265,2634	258,2807	1674,7208	155,6961
GA	9	2,22	10570,5415	10407,4480	116,0961	1705,2337	157,5186
SFO	3	1,58	10532,4499	10364,9542	158,5899	1689,2404	157,4761
PFA	18	1,8	10461,2865	10304,1091	219,435	1783,7335	157,1775





**Hình 4. 9.** Công suất vận hành BESS với CSA, GA, SFO và PFA



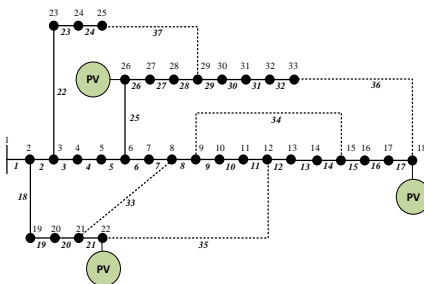
**Hình 4. 10.** Đường cong hội tụ của PFA, SFO, GA và CSA

**Bảng 4. 5.** Hiệu quả của CSA, GA, SFO và PFA khi có BESS - LDPP 18 nút

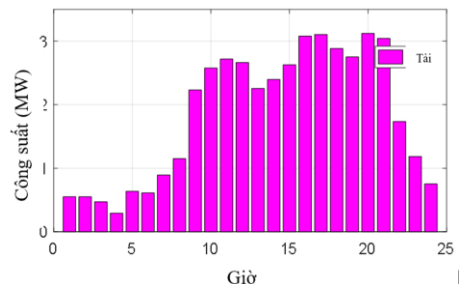
Phương pháp	CSA	GA	SFO	PFA
Thích nghi cực tiểu	10420,9595	10570,5415	10532,4499	10461,2865
Thích nghi TB	10534,7008	13186,7217	10698,2309	10767,8222
Thích nghi cực đại	10624,4975	34809,9839	11028,3392	11175,5319
Độ lệch chuẩn	58,6329	7307,463	111,2877	152,4096
Số lần hội tụ TB	123,3688	28,5333	27,6667	40,1667
Thời gian (s)	106,6542	54,951	56,0792	57,5677

Giải pháp đề nghị giúp tiết kiệm 258,2807\$ trong khi giải pháp từ GA, SFO và PFA lần lượt chỉ là 116,961\$; 158,5899 \$ và 219,435\$. CSA là đáng tin cậy và hiệu quả hơn GA, SFO và PFA cho việc tối ưu lắp đặt BESS như Hình 4.9 và Hình 4.10.

#### 4.4.2. LDPP 33 nút



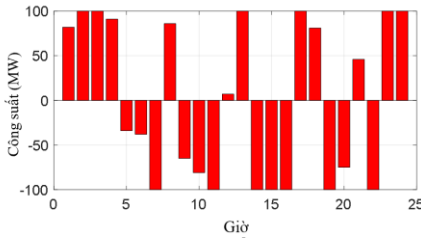
**Hình 4. 11.** LDPP 33 nút có 3 PV tham gia vào hệ thống



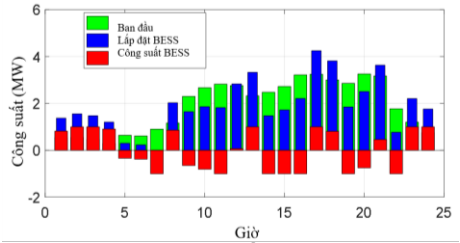
**Hình 4. 12.** Tải của LDPP 33 nút

Các DG được kết nối vào LDPP là 3 PV vị trí kết nối là nút 18, nút 22 và nút 26. Giá trị lớn nhất là 373 tương ứng với dung lượng lưu trữ là 3,73 MWh và đây chính là dung lượng cần thiết của BESS. Hình 4.13 và Hình 4.14 cho thấy công

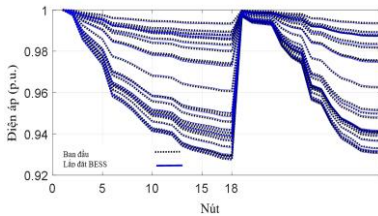
suất vận hành của BESS và công suất mua điện. Hình 4.15 và Hình 4.16 trình bày điện áp của các nút và dòng điện trên các nhánh của LĐPP 33 nút.



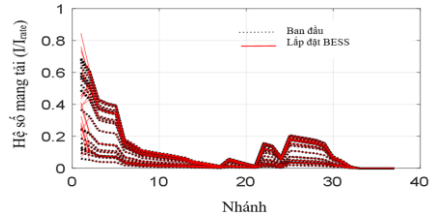
**Hình 4.13.** Công suất vận hành của BESS - LĐPP 33 nút



**Hình 4.14.** Công suất mua của LĐPP 33 nút



**Hình 4.15.** Điện áp nút khi có BESS - LĐPP 33 nút



**Hình 4.16.** Dòng điện nhánh khi có BESS- LĐPP 33 nút

Bảng 4.6 cho thấy kết quả tiết kiệm chi phí trước và sau khi lắp đặt BESS. Bảng 4.7 và Bảng 4.8 thể hiện các kết quả tính toán và hiệu quả của các phương pháp khác khi lắp đặt BESS vào LĐPP.

**Bảng 4.6.** Kết quả sau khi lắp đặt BESS đối với LĐPP 33 nút

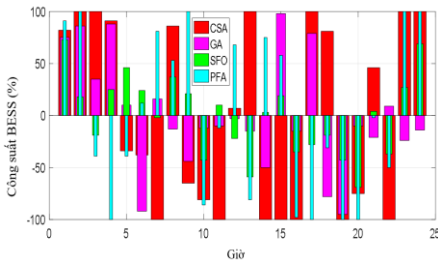
Trạng thái	Hàm thích nghi	Chi phí mua điện (\$)	Chi phí tiết kiệm (\$)	$\Delta A$ (kWh)	Chi phí $\Delta A$ (\$)
Ban đầu	4117,2242	3971,4943	-	1506,884	137,777
BESS	3813,0712	3667,8305	303,6638	1506,4889	137,1419

**Bảng 4.7.** Các kết quả tính toán của CSA, GA, SFO và PFA - LĐPP 33 nút

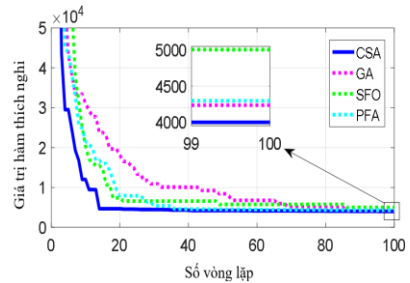
Phương pháp	Vị trí (nút)	P (MW)	Giá trị thích nghi	Chi phí mua điện (\$)	Chi phí tiết kiệm (\$)	$\Delta A$ (kWh)	Chi phí $\Delta A$ (\$)
Ban đầu	-	-	4117,2242	3971,4943	-	1506,8840	137,7770
CSA	2	3,73	3813,0712	3667,8305	303,6638	1506,4889	137,1419
GA	3	2,94	3943,8311	3787,6752	183,8191	1505,0175	135,1959
SFO	10	2,23	3945,0977	3815,5320	155,9623	1452,1091	125,8681
PFA	3	2,81	3845,8422	3711,6225	259,8718	1506,5038	133,5666

**Bảng 4. 8.** Hiệu quả của CSA, GA, SFO và PFA khi có BESS - LĐPP 33 nút

Phương pháp	CSA	GA	SFO	PFA
TN cực tiểu	3813,0712	3943,8311	3945,0977	3845,8422
TN trung bình	3998,0242	4235,0721	5005,2403	4297,219
TN cực đại	4189,6828	4793,4513	29803,6606	5885,5111
Độ lệch chuẩn	70,4216	228,6883	4685,2723	485,7155
Số lần hội tụ TB	55,1	63,7667	65,5333	86,6333
Thời gian (s)	237,4453	122,6167	122,6141	127,1943



**Hình 4. 17.** Công suất vận hành BESS với CSA, GA, SFO và PFA



**Hình 4. 18.** Đường cong hội tụ của PFA, SFO, GA và CSA

Kết quả cho thấy, BESS đã giúp giảm chi phí mua điện 3971,4943\$ xuống còn 3667,8305\$ tiết kiệm là 303,6638\$ (tương ứng 7,65%). Trong khi GA, SFO và PFA số tiền tiết kiệm được là 183,8191\$; 155,9623\$ và 259,8718\$ là thấp hơn lần lượt là 119,8447\$; 147,7015\$ và 43,792\$ so với CSA. Kết quả chi phí tiết kiệm của CSA vượt trội hơn GA, SFO và PFA như Hình 4.17 và Hình 4.18.

#### 4.5. Kết luận chương 4

Chương 4 trình bày vấn đề về mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt BESS. Để tối ưu BESS công suất vận hành trong 24 giờ và vị trí lắp đặt với mục tiêu là giảm chi phí mua điện và  $\Delta A$ . Mở rộng BESS tham gia vào LĐPP để vận hành LĐPP nhằm giảm chi phí năng lượng, làm mịn công suất của RES và cải thiện các yếu tố kỹ thuật. LĐPP 18 nút và LĐPP 33 nút được kiểm tra cho thấy sau khi tối ưu lắp đặt BESS, chi phí mua điện giảm 2,45% và 7,65% cho LĐPP 18 nút và LĐPP 33 nút. BESS không những làm giảm chi phí điện năng mà còn giảm đỉnh tải và giảm  $\Delta A$ . Ngoài ra, kết quả của CSA là hữu hiệu hơn GA, SFO và PFA.

## CHƯƠNG 5: KẾT LUẬN

### 5.1. Kết luận

Nội dung luận án “Mở rộng nguồn điện phân tán và bộ dự trữ năng lượng trên lưới điện phân phối” trình bày các nội dung đã được nghiên cứu:

- Mở rộng LĐPP thông qua lắp đặt DG nhằm cực tiểu  $\Delta P$  có xét tải cấu hình (DNR): Luận án đề xuất bài toán tối ưu lắp đặt DG qua hai GD, tách bài toán ra hai GD: Với GD I là tối ưu lắp đặt DG trong LĐPP kín sau đó GD II là tối ưu các khóa điện mở nhằm xác định cấu hình hở. Phương pháp hai GD để tối ưu lắp đặt DG có DNR với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta P$ . Bài toán hai GD được kiểm tra ở LĐPP 33 nút và 69 nút đã cho thấy tính hiệu quả của bài toán. Khi tối ưu cho LĐPP 33 nút với bài toán hai GD (RRA); bài toán đồng thời DNR (CSA); bài toán VT-CS và DNR (FWA) và bài toán VT-CS và DNR (HSA) với mức giảm %  $\Delta P$  lần lượt là 73%; 73,75%; 70%; 66,89% và 63,95%. Tương tự, LĐPP 69 nút với mức giảm  $\Delta P$  cho các RRA, CSA, FWA và HSA lần lượt là 82,52%; 83,54%; 82,55% và 82,08%. Bài toán đề nghị cho thấy mức giảm  $\Delta P$  gần bằng với bài toán đồng thời và tốt hơn các bài toán còn lại.

- Xác định cấu hình vận hành cho LĐPP khi mở rộng công suất PV: Luận án đề xuất phương pháp CSNTB cải tiến và thuật toán trao đổi nhánh để tìm ra cấu hình tối ưu khi PV mở rộng công suất với mục tiêu là cực tiểu  $\Delta A$ . LĐPP 33 nút được thử nghiệm và cho thấy hiệu quả của phương pháp đề nghị. Phương pháp đề nghị có  $\Delta A$  là 2075,51 kWh, phương pháp đồ thị tải là 2243,98 kWh và EP là 2334,28 kWh. Kết quả cho thấy phương pháp đề xuất hiệu quả để tìm ra giải pháp tối ưu với thời gian tính toán nhanh hơn GSA và chính xác cao hơn so với EP. Phương pháp đề nghị thực hiện xác định cấu hình tối ưu sau 80 lần, trong khi GSA là 12000 lần.

- Kế hoạch lắp đặt mở rộng công suất DG cho LĐPP Chư Prông: Luận án đề xuất mở rộng công suất DG nhằm tối đa công suất của DG và cực tiểu  $\Delta P$ . LĐPP Chư Prông sử dụng thuật toán COA để tối ưu nhằm khả năng DG. Từ đó, đưa ra kế hoạch lắp đặt mở rộng DG cho từng giai đoạn.

- Mở rộng công suất vận hành đối với BESS trên LĐPP nhằm cực tiểu chi phí mua năng lượng: Luận án đề xuất tối ưu BESS để giảm chi phí mua điện trong 24 giờ. Thuật toán CSA đầu tiên cho việc tối ưu BESS trên LĐPP. Phương pháp được thử nghiệm ở LĐPP 18 nút cho thấy chi phí đã giảm 258,2807 \$ (giảm 2,45%). LĐPP 33 nút, chi phí mua điện đã giảm 303,6638 \$ (giảm 7,65%). Phương pháp đề xuất cho thấy  $\Delta A$  cũng được giảm xuống.

### 5.2. Hướng nghiên cứu tiếp theo

Lắp đặt BESS với mục tiêu kinh tế kết hợp nâng cao các chỉ số vận hành.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] C. L. T. Borges and V. F. Martins, “Multistage expansion planning for active distribution networks under demand and Distributed Generation uncertainties,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 107–116, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.031.
- [2] R. Payasi, A. Singh, and D. Singh, “Review of distributed generation planning: objectives, constraints, and algorithms,” *Int. J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 3, no. 3, pp. 133–153, 2011, doi: 10.4314/ijest.v3i3.68430.
- [3] L. Gédéon and F. Guillemot, “Huy động tối đa nguồn tài chính để phát triển ngành năng lượng,” *L’Asie du Sud-Est 2014 bilan, enjeux Perspect.*, pp. 369–399, 2018, doi: 10.4000/books.irasec.2494.
- [4] J. Rockhold, *Kế hoạch Năng lượng sản xuất tại Việt Nam - Bài toán về việc sử dụng tập trung các nguồn lực trong nước của Việt Nam để kích thích đầu tư vào sản xuất năng lượng sạch, an toàn và chi phí hợp lý.* 2019.
- [5] Asian Development Bank, *Handbook on Battery Energy Storage System*, no. December. 2018.
- [6] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. November 2016, pp. 1205–1230, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.068.
- [7] G. J. May, A. Davidson, and B. Monahov, “Lead batteries for utility energy storage: A review,” *J. Energy Storage*, vol. 15, pp. 145–157, 2018, doi: 10.1016/j.est.2017.11.008.
- [8] M. Pesaran H.A, P. D. Huy, and V. K. Ramachandaramurthy, “A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. September 2015, pp. 293–312, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.071.
- [9] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Optimal allocation and sizing of renewable distributed generation using ant lion optimization algorithm,” *Electr. Eng.*, 2016, doi: 10.1007/s00202-016-0477-z.
- [10] R. C. Dugan, T. E. McDermott, and G. J. Ball, “Distribution planning for distributed generation,” *Pap. Electr. Power Conf.*, p. C4, 2000, doi: 10.1109/REPCON.2000.848048.
- [11] R. H. A. Zubo, G. Mokryani, H. S. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam, and P. Pillai, “Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. September, pp. 1177–1198, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.036.
- [12] W. Lip, J. Shiun, W. Shin, H. Hashim, and C. Tin, “Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 531–573, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.063.
- [13] W. El-Khattam, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, and M. M. A. Salama, “Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1674–1684, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.831699.
- [14] A. A. Bayod-Rújula, “Future development of the electricity systems with distributed generation,” *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377–383, 2009, doi: 10.1016/j.energy.2008.12.008.
- [15] H. Chen, T. Ngoc, W. Yang, C. Tan, and Y. Li, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- [16] M. Winfield, S. Shokrzadeh, and A. Jones, “Energy policy regime change and advanced energy storage: A comparative analysis,” *Energy Policy*, vol. 115, no. January, pp. 572–583, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.01.029.
- [17] E. Hossain, H. M. R. Faruque, M. S. H. Sunny, N. Mohammad, and N. Nawar, “A comprehensive review on energy storage systems: Types, comparison, current scenario, applications, barriers, and potential solutions, policies, and future prospects,” *Energies*, vol. 13, no. 14. 2020, doi: 10.3390/en13143651.
- [18] A. K. Rohit and S. Rangnekar, “An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential,” *J. Energy Storage*, vol. 13, no. October 2017, pp. 447–456, 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.07.012.
- [19] A. Zangeneh, S. Jadid, and A. Rahimi-Kian, “Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2765–2773, 2009, doi: 10.1016/j.renene.2009.06.018.
- [20] V. Vahidinasab *et al.*, “Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 34750–34769, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2973455.
- [21] P. S. Georgilakis and N. D. Hatzigiorgiouris, “A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 121, pp. 89–100, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2014.12.010.
- [22] B. Singh and J. Sharma, “A review on distributed generation planning,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. December 2015, pp. 529–544, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.034.

- [23] V. F. Martins and C. L. T. Borges, "Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2164–2172, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2122347.
- [24] N. S. Rau and Y. H. Wan, "Optimum Location of Resources in Distributed Planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 2014–2020, 1994, doi: 10.1109/59.331463.
- [25] S. H. Lee and J. W. Park, "Optimal placement and sizing of multiple dgs in a practical distribution system by considering power loss," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 49, no. 5, pp. 2262–2270, 2013, doi: 10.1109/TIA.2013.2260117.
- [26] M. P. P. and N. D. H. G.J. Peponis, "Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. No. 3, 1995, doi: 10.1109/APT.1993.673869.
- [27] K. Taleski and D. Rajicid, "Distribution Network Reconfiguration For Energy Loss Reduction," vol. 12, no. 1, pp. 398–406, 1997.
- [28] M. R. Sheibani, G. R. Yousefi, M. A. Latify, and S. H. Dolatabadi, "Energy storage system expansion planning in power systems: A review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 11, pp. 1203–1221, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.0089.
- [29] H. Ebrahimiyan, S. Barmayoon, and M. Mohammadi, "The price prediction for the energy market based on a new method," *Econ. Res. Istraživanja*, vol. 31, no. 1, pp. 1–25, 2018, doi: 10.1080/1331677X.2018.1429291.
- [30] T. T. Nguyen, T. T. Nguyen, A. V. Truong, Q. T. Nguyen, and T. A. Phung, "Multi-objective electric distribution network reconfiguration solution using runner-root algorithm," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 52, pp. 93–108, 2017, doi: 10.1016/j.asoc.2016.12.018.
- [31] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham, "Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 1–9, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2197227.
- [32] T. T. Nguyen, A. V. Truong, and T. A. Phung, "A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 801–815, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.12.030.
- [33] A. Mohamed Imran, M. Kowsalya, and D. P. Kothari, "A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 461–472, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.011.
- [34] R. S. Rao, K. Ravindra, K. Satish, and S. V. L. Narasimham, "Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 1–9, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2197227.
- [35] A. V. Truong, T. N. Ton, T. T. Nguyen, and T. L. Duong, "Two states for optimal position and capacity of distributed generators considering network reconfiguration for power loss minimization based on runner root algorithm," *Energies*, vol. 12, no. 1, 2019, doi: 10.3390/en12010106.
- [36] H.-D. Chiang and R. Jean-Jumeau, "Optimal network reconfigurations in distribution systems: part 2: Solution algorithms and numerical results," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 3, pp. 1568–1574, 1990, doi: 10.1109/61.58002.
- [37] T. T. Nguyen, T. T. Nguyen, L. T. Duong, and V. A. Truong, "An effective method to solve the problem of electric distribution network reconfiguration considering distributed generations for energy loss reduction," *Neural Comput. Appl.*, vol. 2, 2020, doi: 10.1007/s00521-020-05092-2.
- [38] K. Malmedal and P. K. Sen, "A better understanding of load and loss factors," *IEEE Ind. Appl. Soc.*, pp. 1–6, 2008, doi: 10.1109/08IAS.2008.376.
- [39] K. G. Ing, H. Mokhlis, H. A. Illias, M. M. Aman, and J. J. Jamian, "Gravitational Search Algorithm and Selection Approach for Optimal Distribution Network Configuration Based on Daily Photovoltaic and Loading Variation," *J. Appl. Math.*, vol. 2015, 2015, doi: 10.1155/2015/894758.
- [40] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, and M. Kay, "Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. June 2017, pp. 109–125, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.047.
- [41] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [42] Y. Li, M. Vilathgamuwa, S. S. Choi, T. W. Farrell, N. T. Tran, and J. Teague, "Development of a degradation-conscious physics-based lithium-ion battery model for use in power system planning studies," *Appl. Energy*, vol. 248, no. August, pp. 512–525, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.143.
- [43] Y. Huping, P. Yunyan, and X. Ning, "Gradual Approaching Method for Distribution Network Dynamic Reconfiguration," pp. 257–260, 2008, doi: 10.1109/PEITS.2008.104.