

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐỖ THỊ LOAN

BÁO CÁO TÓM TẮT
NGHIÊN CỨU XÁC ĐỊNH MÔ HÌNH TÍNH GIÁ BÁN ĐIỆN CHO
CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ HỆ THỐNG PIN LƯU TRỮ
TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Hà Nội, năm 2025

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐỖ THỊ LOAN

BÁO CÁO TÓM TẮT
NGHIÊN CỨU XÁC ĐỊNH MÔ HÌNH TÍNH GIÁ BÁN ĐIỆN CHO
CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ HỆ THỐNG PIN LƯU TRỮ
TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

Ngành: Quản lý năng lượng

Mã số ngành: 9510602

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

- 1. TS. NGUYỄN NGỌC TRUNG**
- 2. TS. CHRISTY HUỆ THANH NGUYỄN**

Hà Nội, năm 2025

MỤC LỤC

PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU	4
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU	7
1.1. VAI TRÒ CỦA LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN	7
1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN	7
1.3. TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM	8
1.3.1. Đặc thù về hiện trạng hệ thống điện Việt Nam.....	8
1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực.....	8
1.3.3. Các chính sách và các quy định pháp lý liên quan đến phát triển lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.....	8
1.3.4. Tổng quan các nghiên cứu về lưu trữ năng lượng tại Việt Nam	9
1.4. KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU VÀ SỰ CẦN THIẾT, Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI	9
1.4.1. Khoảng trống nghiên cứu	9
1.4.2. Sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài	9
KẾT LUẬN CHƯƠNG 1.....	11
CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP LUẬN NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO.....	11
2.1. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN	11
2.2. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN	13
2.3. LỰA CHỌN MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ BÁN ĐIỆN CHO HỆ THỐNG PV-BESS	13
2.3.1. Tổng quan quốc tế về các phương pháp định giá bán điện hệ thống PV-BESS.....	13
2.3.2. Mô hình định giá bán điện cố định trên cơ sở LCOE áp dụng cho luận án.....	13
2.3.3. Mô hình xác định giá bán điện TOU áp dụng cho luận án.....	13
2.3.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện hệ thống PV-BESS.....	13
2.4. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM	16

2.5. XÂY DỰNG TIÊU CHÍ LỰA CHỌN LOẠI NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ LƯU TRỮ TẠI VIỆT NAM.....	16
2.6. DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA CÁC MÔ HÌNH MÔ PHỎNG GIÁ BÁN ĐIỆN HỆ THỐNG PV-BESS.....	16
KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.....	16
CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU.....	16
3.1. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV KHÔNG CÓ LƯU TRỮ.....	16
3.2. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV-BESS	17
3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE.....	20
3.4. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ THEO TOU VÀ THANH TOÁN CÔNG SUẤT BESS	20
3.5. SO SÁNH KẾT QUẢ CÁC KỊCH BẢN VÀ MÔ HÌNH.....	25
3.5.1. So sánh giữa kịch bản hệ thống PV không lưu trữ và có lưu trữ.....	25
3.5.2. So sánh mô hình định giá theo LCOE và TOU.....	25
3.5.3. Phân tích điểm mạnh và điểm yếu trong bối cảnh khung giá Việt Nam ..	25
KẾT LUẬN CHƯƠNG 3.....	26
CHƯƠNG 4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN KẾT QUẢ	26
4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH.....	26
4.2. CÁC BIẾN SỐ ĐẦU VÀO LỰA CHỌN CHO PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY.	26
4.3. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH LCOE.....	27
4.3.1. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư PV	27
4.3.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	27
4.3.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS.....	27
4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải	28
4.3.5. Ảnh hưởng của chi phí vốn vay.....	28
4.4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH TOU.....	28
4.4.1. Ảnh hưởng của chi phí mô-đun PV	28

4.4.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS	29
4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS.....	29
4.4.4. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay	30
4.4.5. Ảnh hưởng của tỷ lệ giới hạn công suất phát.....	30
4.5. TỔNG HỢP VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY... 30	
KẾT LUẬN CHƯƠNG 4.	31
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	32
1. Những kết quả đạt được	32
2. Một số kiến nghị	34
3. Đóng góp chính của Luận án.....	38
4. Hạn chế và hướng nghiên cứu tiếp theo	39
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN	40

PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU

1. TÍNH CẤP THIẾT CỦA NGHIÊN CỨU

Tính cấp thiết của đề tài nghiên cứu xuất phát từ:

Về mặt thực tiễn:

- Việt Nam đang đặt mục tiêu phát triển mạnh mẽ nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) để đảm bảo an ninh năng lượng và giảm phát thải khí nhà kính.

- Việc hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) tích hợp vào các nhà máy điện mặt trời (NMT) sẽ trở thành xu thế bắt buộc trong tương lai gần theo Quyết định phê duyệt Quy hoạch điện quốc gia điều chỉnh (Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025).

- Khung pháp lý hiện hành đã hình thành các nguyên tắc và “khung trần” cho thương thảo hợp đồng mua bán điện bao gồm: Thông tư 09/2025/TT-BCT về phương pháp xác định và phê duyệt khung giá phát điện; Thông tư 12/2025/TT-BCT về nguyên tắc tính giá điện và nội dung chính của hợp đồng; và Quyết định 988/QĐ-BCT phê duyệt khung giá phát điện cho nhà máy ĐMT. Dù vậy, các văn bản này chủ yếu đóng vai trò thiết lập mức giá tối đa và nguyên tắc chung, mà chưa có biểu giá theo thời gian dành cho điện năng được xả từ BESS, hoặc khoản chi trả cho công suất đảm bảo của BESS, và chưa liên kết định lượng giữa về các ràng buộc truyền tải, cũng như quy mô BESS và mức giá cần thiết để dự án khả thi.

Về mặt nghiên cứu:

- Các nghiên cứu cho ĐMT lắp đặt BESS hiện nay cho Việt Nam chủ yếu phân tích trên quy mô điện mặt trời áp mái. Các nghiên cứu đã đánh giá hiệu quả đầu tư hệ thống PV-BESS trong điều kiện với một mức giá mua bán điện hiện có. Chưa có nghiên cứu về cơ chế giá bán điện cho các

hệ thống PV-BESS của các NMĐMT trong các điều kiện đặc thù theo khu vực, theo điều kiện truyền tải của hệ thống điện Việt Nam.

2. MỤC TIÊU NGHIÊN CỨU

Tên của Luận án “*Nghiên cứu xác định mô hình tính giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống pin lưu trữ trong hệ thống điện Việt Nam*”.

Mục tiêu tổng quát của luận án là xây dựng và đánh giá các mô hình tính giá bán điện phù hợp cho các nhà máy điện mặt trời (NMĐMT) có hệ thống pin lưu trữ trong điều kiện thực tế của hệ thống điện Việt Nam. Nghiên cứu hướng tới việc cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc ban hành cơ chế giá bán điện, đảm bảo vừa khuyến khích đầu tư, vừa hài hòa lợi ích của hệ thống điện.

Các mục tiêu cụ thể:

1. Hệ thống hóa cơ sở lý thuyết và thực tiễn liên quan đến phương pháp xác định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS.

2. Xây dựng hai mô hình định giá chính:

- Mô hình giá cố định toàn vòng đời dựa trên LCOE và giá trần theo khung giá điện.

- Mô hình giá theo TOU kết hợp thanh toán công suất BESS.

3. Ứng dụng 2 mô hình xác định giá bán điện cho các nhà máy PV-BESS điển hình tại ba khu vực Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước (đại diện thuộc ba miền Bắc, Trung, Nam).

4. Phân tích độ nhạy đối với các biến số nhạy cảm như chi phí đầu tư ($CAPEX_{PV}$ và $CAPEX_{BESS}$), chi phí sử dụng vốn, vòng đời BESS, và hệ số giới hạn truyền tải (α), nhằm đánh giá khả năng đạt được tính khả thi cho xây dựng dự án trong điều kiện thực tiễn.

5. Khuyến nghị chính sách nhằm hoàn thiện cơ chế giá điện cho PV-BESS ở Việt Nam.

3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU

Đối tượng nghiên cứu chính của luận án là bài toán xác định mô hình tính giá bán điện cho các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT trong hệ thống điện Việt Nam. Cụ thể:

- Các NMĐMT nối lưới có quy mô công suất 40 MW, gắn với yêu cầu tuân thủ khung giá điện năng do cơ quan quản lý ban hành.
- BESS với các tham số kỹ thuật khác nhau: tỷ lệ công suất BESS so với công suất PV (10%, 15% và 20%), thời gian lưu trữ (2 giờ và 4 giờ).
- Hai mô hình định giá được xem xét: Mô hình LCOE phản ánh chi phí vòng đời để xác định mức giá sàn kinh tế; Mô hình TOU phản ánh lợi ích dịch chuyển năng lượng và cơ chế giá theo giờ cùng với thanh toán công suất.

Phạm vi nghiên cứu:

- Phạm vi không gian: Nghiên cứu tập trung vào 3 khu vực đại diện theo 3 miền của hệ thống điện Việt Nam: miền Bắc, miền Trung và miền Nam.
- Phạm vi kỹ thuật – kinh tế: Phân tích kinh tế - tài chính được thực hiện trên cơ sở chỉ số LCOE, NPV và WACC, có xét đến tác động của chi phí đầu tư, chi phí vốn vay, vòng đời BESS, và giới hạn truyền tải.
- Phạm vi thời gian: Chu kỳ tính toán của dự án kéo dài 20 năm.
- Phạm vi chính sách: Luận án đặt trong bối cảnh khung giá phát điện từ năng lượng tái tạo hiện hành tại Việt Nam (theo các Quyết định 988/QĐ-BCT, Thông tư 09/2025/TT-BCT, Thông tư 12/2025/TT-BCT) và xu hướng cơ chế DPPA.

4. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Phương pháp định tính.

Phương pháp định lượng:

Phương pháp so sánh và đánh giá chính sách.

5. NHỮNG ĐÓNG GÓP CHỦ YẾU CỦA NGHIÊN CỨU

- Đề xuất cơ chế định giá hai thành phần, bao gồm biểu giá TOU và thanh toán công suất cho hệ thống PV-BESS, trong đó thanh toán công suất được chi trả nhằm đạt được NPV của hệ thống bằng 0.
- Đưa ràng buộc truyền tải và quy mô BESS vào xác định mức giá, tạo được vùng khả thi và chính sách điều tiết cho thương thảo PPA/DPPA.
- Cung cấp bộ tham số, quy trình tính toán và triển khai thí điểm tại 3 khu vực để kiểm chứng ý nghĩa của các mô hình.

6. KẾT CẤU LUẬN ÁN

Luận án được cấu trúc thành các phần và chương, cụ thể như sau:

Phần mở đầu: Giới thiệu chung về nghiên cứu.

Chương 1: Tổng quan nghiên cứu.

Chương 2: Phương pháp nghiên cứu và dữ liệu đầu vào.

Chương 3: Kết quả nghiên cứu.

Chương 4: Phân tích độ nhạy và thảo luận kết quả.

Kết luận và kiến nghị.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU

1.1. VAI TRÒ CỦA LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN

Nghiên cứu đã trình bày tổng hợp về các vai trò của BESS trong hệ thống điện, bao gồm: Hỗ trợ quán tính; Dịch vụ điện áp, tần số; Chuyển dịch năng lượng; Truyền tải và phân phối điện; Quản lý phí theo nhu cầu; Chất lượng điện năng; Phục hồi lưới điện.

1.2. CÁC CÔNG NGHỆ PIN LƯU TRỮ ĐIỆN

Nghiên cứu tổng hợp trình bày về các loại công nghệ pin lưu trữ điện hiện nay, như Pin Axit Chì (Pb-axit BESS), Pin dòng (Flow Batteries - FBESS), Pin NaS và Pin lithium-ion (Li-ion). Từ đó, nghiên cứu đã so

sánh chi tiết về các đặc tính kinh tế, kỹ thuật quan trọng của các công nghệ BESS. Kết quả so sánh cho thấy Pin Lithium-ion có nhiều ưu thế lớn so với các loại pin khác về mật độ năng lượng, mật độ công suất, hiệu suất và chu kỳ vòng đời.

1.3. TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

1.3.1. Đặc thù về hiện trạng hệ thống điện Việt Nam

Nghiên cứu đã tổng quan về một số thực trạng của hệ thống điện Việt Nam tính đến dữ liệu năm 2024, bao gồm: Tăng trưởng nhu cầu phụ tải điện; Cấu trúc nguồn hiện nay và tỷ lệ năng lượng tái tạo; Tình hình sản xuất điện; Tình hình truyền tải điện năng giữa các vùng miền.

1.3.2. Quy hoạch phát triển điện lực

Nghiên cứu đã trình bày tổng quan Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050, (theo Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025) về kế hoạch phát triển hệ thống điện, phát triển năng lượng tái tạo và lưu trữ năng lượng tại Việt Nam.

1.3.3. Các chính sách và các quy định pháp lý liên quan đến phát triển lưu trữ năng lượng tại Việt Nam

Nghiên cứu đã trình bày tổng quan về các cơ chế pháp lý liên quan:

- Các Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017, Quyết định 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 về giá FiT.
- Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025 về Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII.
- Quyết định số 988/QĐ-BCT ngày 10/4/2025 của Bộ Công Thương ban hành về khung giá phát điện mặt trời.
- Cơ chế mua bán điện trực tiếp theo Nghị định 80/2024/NĐ-CP ngày 03/07/2024, cho phép các nhà máy điện từ năng lượng tái tạo mua bán điện trực tiếp với các khách hàng sử dụng điện quy mô lớn thông qua hợp đồng song phương.

1.3.4. Tổng quan các nghiên cứu về lưu trữ năng lượng tại Việt Nam

Các nghiên cứu liên quan đến lưu trữ năng lượng tại Việt Nam có thể được chia thành 05 hướng chính và cho thấy thiếu nghiên cứu về chính sách giá bán điện cho các NMDMT có BESS tại Việt Nam.

1.4. KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU VÀ SỰ CẦN THIẾT, Ý NGHĨA CỦA ĐỀ TÀI

1.4.1. Khoảng trống nghiên cứu

(1) Khung giá đã quy định giá tối đa phát điện từ hệ thống PV-BESS, nhưng chưa có mức giá tối thiểu để đảm bảo lợi nhuận cho Chủ đầu tư.

(2) Khoảng trống về cơ chế định giá giá trị linh hoạt của BESS:

Chưa có nghiên cứu phân tích một khung định giá hai thành phần dành riêng cho PV-BESS, trong đó thành phần thứ nhất là giá theo TOU để phản ánh giá trị theo thời gian của sản lượng điện năng được xả từ BESS, và phần thứ 2 là thanh toán công suất, phản ánh giá trị độ sẵn sàng của hệ thống nhờ BESS. Sự vắng mặt của cấu trúc này khiến doanh thu chưa phản ánh đầy đủ lợi ích hệ thống từ dịch chuyển năng lượng, giảm đỉnh nhờ BESS.

(3) Khoảng trống về liên kết định lượng giữa nghẽn lưới, định cỡ BESS và mức giá cần thiết.

1.4.2. Sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài

a. Sự cần thiết nghiên cứu:

Hệ thống điện Việt Nam đang đối mặt với hiện tượng cắt giảm công suất ĐMT vào giờ trưa và nghẽn truyền tải tại một số khu vực. BESS là giải pháp khả thi để dịch chuyển năng lượng sang các khung giờ có giá trị cao hơn và hỗ trợ độ tin cậy của hệ thống. Quyết định đầu tư và lựa chọn quy mô BESS hiện thiếu một cách tiếp cận định giá vừa phản ánh chi phí vòng đời, vừa phản ánh giá trị theo thời gian và độ sẵn sàng của nguồn lưu trữ.

Đề tài vì vậy cần thiết ở hai khía cạnh bổ sung cho nhau:

Thứ nhất, mô hình xác định giá theo LCOE cho hệ thống PV-BESS cho phép xác định mức giá điện bình quân tối thiểu (giá sàn).

Thứ hai, mô hình TOU giúp lượng hóa giá trị theo thời gian của điện năng xả và bổ sung phần thanh toán công suất cho độ sẵn sàng/độ tin cậy của BESS.

Việc kết hợp hai mô hình này tạo nền tảng cho quyết định đầu tư và cho thiết kế cơ chế giá phù hợp với điều kiện lưới.

b. Ý nghĩa khoa học:

- Phát triển mô hình định giá kết hợp TOU (cents/kWh) cho giá trị theo thời gian của điện năng và thanh toán công suất (cents/kW-tháng) cho giá trị độ sẵn sàng từ BESS.

- Chuẩn hóa xây dựng phương pháp thanh toán công suất từ phần bù để NPV=0 và quy đổi theo công suất sẵn sàng.

- Mô hình hóa đồng thời nhiều điều kiện ràng buộc về truyền tải (α) và kích thước BESS để định lượng giá cần thiết dưới cả hai mô hình LCOE và mô hình TOU, cho phép đánh giá kinh tế theo thời gian và vị trí.

- Phân tích độ nhạy của mô hình theo các biến quan trọng ($CAPEX_{PV}$, $CAPEX_{BESS}$, vòng đời BESS, lãi suất vốn vay, hệ số giới hạn truyền tải α) nhằm định lượng tác động đến hiệu quả tài chính.

c. Ý nghĩa thực tiễn:

- Cung cấp cơ sở khoa học cho việc xây dựng cơ chế giá ĐMT tích hợp lưu trữ tại Việt Nam.

- Làm rõ các điều kiện cần thiết để dự án PV-BESS khả thi, từ đó hỗ trợ Chính phủ, Bộ Công Thương và EVN trong hoạch định chính sách.

- Kết quả LCOE cung cấp mức giá bình quân tối thiểu tương ứng với từng cấu hình BESS và từng mức ràng buộc truyền tải, làm cơ sở cho thương thảo hợp đồng.

- Mô hình TOU đưa ra dải giá theo giờ và mức thanh toán công suất tối thiểu có thể áp dụng cho các cấu hình PV-BESS dưới các mức hạn chế truyền tải, giúp lựa chọn phương án phù hợp vị trí/ngành.

d. Câu hỏi nghiên cứu:

Câu hỏi 1: BESS có thể giảm cắt giảm công suất và nâng cao hiệu quả khai thác hệ thống điện mặt trời trong điều kiện nếu có giới hạn truyền tải tại Việt Nam như thế nào?

Câu hỏi 2: Mức giá bán điện tối thiểu nào đảm bảo dự án PV-BESS có hiệu quả tài chính trong bối cảnh Việt Nam?

Câu hỏi 3: Mô hình TOU phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS khác biệt như thế nào so với mô hình LCOE?

Câu hỏi 4: Các yếu tố chi phí như CAPEX_{PV}, CAPEX_{BESS}, vòng đời BESS, lãi suất vốn vay, giới hạn truyền tải tác động đến LCOE và NPV ở mức độ nào?

Câu hỏi 5: Cần thiết kế cơ chế hỗ trợ và điều chỉnh chính sách nào để khuyến khích đầu tư PV-BESS tại Việt Nam?

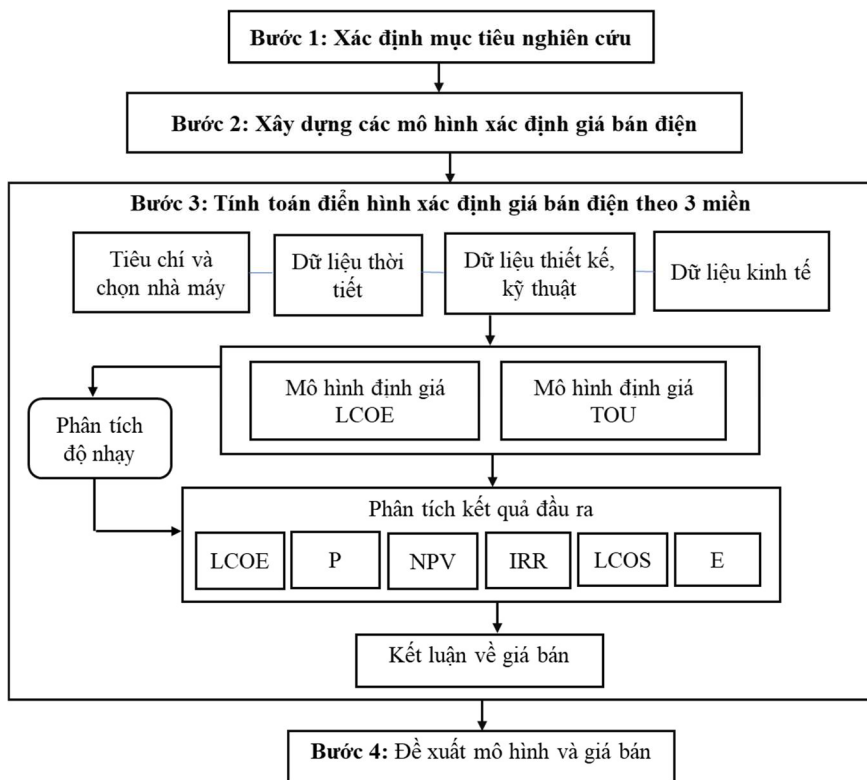
KẾT LUẬN CHƯƠNG 1.

CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP LUẬN NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO

2.1. KHUNG NGHIÊN CỨU CỦA LUẬN ÁN

Trên cơ sở khoảng trống và mục tiêu nghiên cứu tổng quan được phân tích tại Chương 1, Luận án thực hiện nghiên cứu theo các bước như dưới đây (

Hình 2.1).



Hình 2.1. Khung logic của nghiên cứu

Cụ thể khung logic của nghiên cứu luận án bao gồm 5 bước cơ bản như sau:

Bước 1: Xác định mục tiêu nghiên cứu

Bước 2: Nghiên cứu xây dựng các mô hình xác định giá bán điện

Bước 3: Tính toán điển hình xác định giá bán điện theo 3 miền.

Bước 4: Đề xuất mô hình định giá và giá bán điện theo 3 vùng.

2.2. CÁC KHÁI NIỆM CƠ BẢN

Nghiên cứu trình bày các khái niệm và công thức tính một số chỉ số phân tích quan trọng được sử dụng trong nghiên cứu như năng lượng hàng năm, hệ số công suất, chi phí sản xuất điện quy dẫn, chi phí lưu trữ điện quy dẫn và các chỉ số phân tích kinh tế-tài chính.

2.3. LỰA CHỌN MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ BÁN ĐIỆN CHO HỆ THỐNG PV-BESS

2.3.1. Tổng quan quốc tế về các phương pháp định giá bán điện hệ thống PV-BESS

1. Các chỉ số kinh tế truyền thống: LCOE và LCOS
2. Hợp đồng mua bán điện
3. Thị trường dịch vụ phụ trợ và giá công suất
4. Định giá theo TOU và cơ chế chênh lệch giá điện
5. Các chỉ số mở rộng: LROE, LPOE, LROE
6. Nhận xét tổng hợp.

2.3.2. Mô hình định giá bán điện cố định trên cơ sở LCOE áp dụng cho luận án

Quy trình các bước xác định giá bán điện của NMĐMT có BESS được sơ đồ hóa thể hiện theo **Hình 2.2..**

2.3.3. Mô hình xác định giá bán điện TOU áp dụng cho luận án

Quy trình áp dụng xác định giá bán điện cao thấp điểm theo **Hình 2.3.**

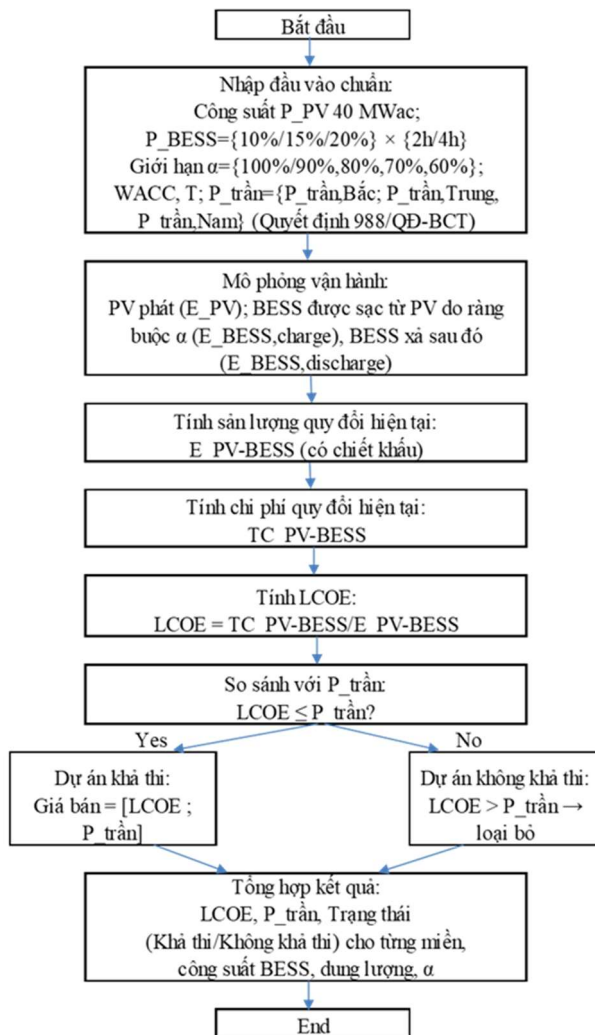
2.3.4. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá bán điện hệ thống PV-BESS

Phần này trình bày khái quát các nhóm yếu tố chính ảnh hưởng đến giá bán điện của hệ thống PV-BESS bao gồm:

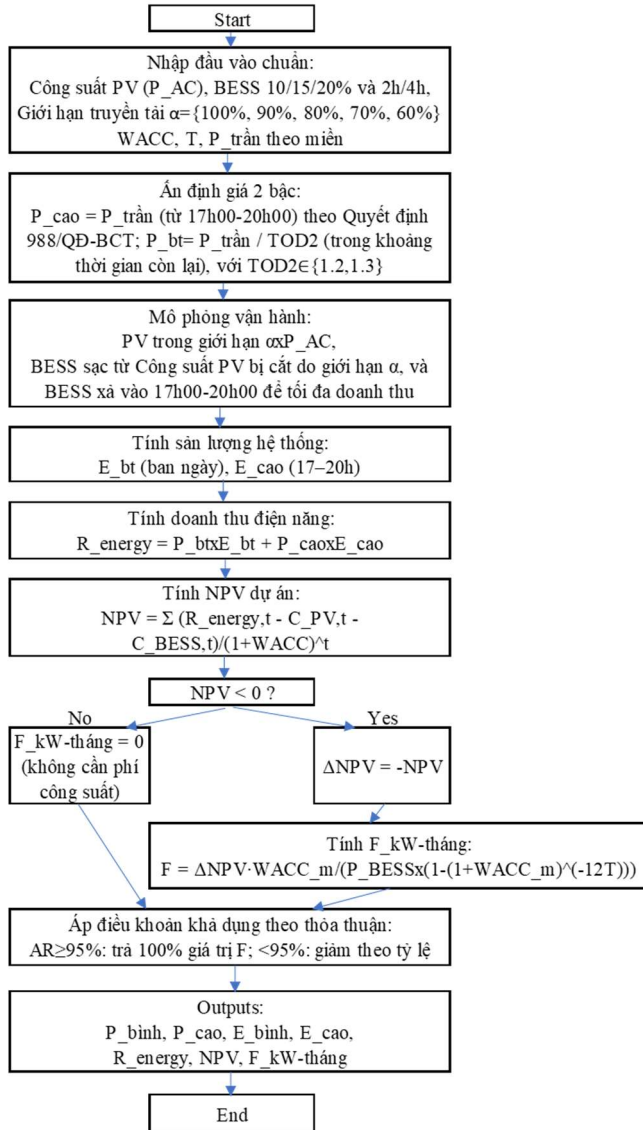
1. Chi phí đầu tư và vận hành
2. Thông số vận hành và cấu hình hệ thống
3. Tham số tài chính và kỳ vọng của nhà đầu tư
4. Ràng buộc pháp lý và khung giá trần

5. Thị trường và hành vi tiêu thụ điện

6. Các yếu tố rủi ro và biến động ngoại sinh.



Hình 2.2. Sơ đồ quy trình chuẩn cho mô hình định giá bán điện cố định cho các NMĐMT tại các miền của Việt Nam



Hình 2.3. Sơ đồ quy trình chuẩn áp dụng xác định giá bán điện 2 mức cho NEMDMT có BESS tại Việt Nam

2.4. CÔNG CỤ MÔ PHỎNG SAM

Phần này trình bày các nội dung cơ bản về mô hình sử dụng cho nghiên cứu:

- Giới thiệu chung về mô hình SAM (System Advisor Model).
- Mô phỏng phát điện hệ thống PV trong SAM.
- Mô phỏng lưu trữ năng lượng trong SAM.

2.5. XÂY DỰNG TIÊU CHÍ LỰA CHỌN LOẠI NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CÓ LƯU TRỮ TẠI VIỆT NAM

Các tiêu chí để chọn các nhà máy cho phân tích của Luận án bao gồm:

- Tiêu chí 1: Sự khác biệt về điều kiện thời tiết theo khu vực
- Tiêu chí 2: Công suất điện hình (48MWdc, hay 40MWac).

2.6. DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA CÁC MÔ HÌNH MÔ PHỎNG GIÁ BÁN ĐIỆN HỆ THỐNG PV-BESS

Phần này trình bày và xây dựng cơ sở dữ liệu cho mô phỏng, bao gồm:

- Dữ liệu về khí hậu, thời tiết
- Dữ liệu về thiết kế, kỹ thuật của các hệ thống điện mặt trời
- Dữ liệu về các thông số kinh tế, kỹ thuật của BESS
- Chi phí đầu tư và các dữ liệu kinh tế khác của hệ thống PV-BESS.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.

CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

3.1. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV KHÔNG CÓ LƯU TRỮ

Sản lượng phát điện của các nhà máy được mô phỏng trong điều kiện giới hạn truyền tải α từ 1,0 đến 0,6 được tổng hợp theo các Bảng 3.1 và Bảng 3.2 dưới đây.

Bảng 3.1. Sản lượng điện năng ròng năm thứ 1 của các NMĐMT
40MW_{AC} khi không có giới hạn truyền tải

	Điện tới lưới (kWh)	Điện từ lưới (kWh)	Điện tới lưới ròng (kWh)	Suất phát điện (kWh/kW)	Hệ số sử dụng công suất DC
Lai Châu	67.957.000	-46.686	67.910.300	1.415	16,1%
Ninh Thuận	83.426.100	-46.599	83.379.500	1.737	19,8%
Bình Phước	79.605.400	-46.692	79.558.700	1.657	18,9%

Bảng 3.2. Năng lượng ròng năm 1 các NMĐMT trong các điều kiện giới
hạn truyền tải α (đơn vị: kWh)

Nhà máy	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	67.910.300	67.900.900	67.082.400	64.537.800	60.443.000
Ninh Thuận	83.379.500	82.554.100	79.837.400	75.462.700	69.388.000
Bình Phước	79.558.700	79.449.500	77.978.400	74.473.400	68.945.600

Bảng 3.3. Tỷ lệ tổn thất điện năng các NMĐMT trong các điều kiện giới
hạn truyền tải α (Đơn vị: %)

Nhà máy	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	-	0,01	1,22	4,97	11,00
Ninh Thuận	-	0,99	4,25	9,49	16,78
Bình Phước	-	0,14	1,99	6,39	13,34

Tổn thất điện năng càng tăng cao khi giới hạn truyền tải càng giảm, ảnh hưởng trực tiếp đến doanh thu và tính khả thi tài chính của dự án.

Bảng 3.4. LCOE của các nhà máy trong các điều kiện giới hạn
truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)

Nhà máy	$\alpha=1$	$\alpha=0,9$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	4,77	4,78	4,81	4,96	5,26
Ninh Thuận	3,93	3,95	4,05	4,26	4,60
Bình Phước	4,07	4,07	4,12	4,28	4,59

Các kết quả trên cho thấy sự cần thiết phải tích hợp BESS nhằm dịch chuyển sản lượng bị cắt giảm sang các giờ cao điểm và gia tăng giá trị kinh tế của điện năng.

3.2. PHÂN TÍCH PHÁT ĐIỆN TRONG KỊCH BẢN PV-BESS

- BESS giúp tận dụng phần điện năng không được phát vào lưới do giới hạn truyền tải, đặc biệt khi $\alpha \leq 0,8$, nhờ đó tăng sản lượng điện năng

phát ròng của nhà máy sau khi có BESS so với không có BESS (Bảng 3.5, Bảng 3.6).

- Khi chiến lược xả tập trung vào khoảng thời gian cao điểm của phụ tải (17h00 đến 20h00), sản lượng điện sẽ được tăng đáng kể, từ đó tạo điều kiện cho áp dụng mô hình giá TOU.

- Dung lượng BESS càng lớn (20% và 4 giờ lưu trữ) thì khả năng hấp thụ lượng điện bị cắt giảm và gia tăng điện năng ròng của hệ thống PV-BESS. Tuy nhiên, BESS lớn cũng làm tăng nhiều tổng chi phí đầu tư hệ thống, LCOE của hệ thống tăng lên (Bảng 3.6).

Bảng 3.5. Tỷ lệ tổn thất điện năng do hạn chế truyền tải của các NMĐMT 40MW theo các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: %)

	α	PV	PV-BESS					
			10% x2h	10% x4h	15% x2h	15% x4h	20% x2h	20% x4h
Lai Châu	1,0	-	-	-	-	-	-	-
	0,9	0,01	-	-	-	-	-	-
	0,8	1,22	0,22	0,02	0,07	-	0,02	-
	0,7	4,94	2,85	1,60	2,07	0,57	1,44	0,12
	0,6	10,94	8,23	6,35	7,11	4,48	6,06	2,85
Ninh Thuận	1,0	-	-	-	-	-	-	-
	0,9	0,97	0,23	0,03	0,10	-	0,02	-
	0,8	4,22	2,47	1,37	1,80	0,49	1,27	0,12
	0,7	9,47	7,28	5,63	6,30	3,95	5,38	2,47
	0,6	16,75	14,24	12,19	13,08	10,08	11,97	8,14
Bình Phước	1,0	-	-	-	-	-	-	-
	0,9	0,12	0,00	-	0,00	-	-	-
	0,8	1,96	0,60	0,17	0,29	0,01	0,14	0,00
	0,7	6,38	4,02	2,62	3,09	1,28	2,32	0,46
	0,6	13,32	10,42	8,31	9,14	6,16	7,96	4,26

Bảng 3.6. Sản lượng điện ròng các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT 40MW tại các mức công suất BESS và giới hạn truyền tải (đơn vị: kWh)

Nhà máy	α	PV	PV-BESS 10%-2h	PV-BESS 10%-4h	PV-BESS 15%-2h	PV-BESS 15%-4h	PV-BESS 20%-2h	PV-BESS 20%-4h
Lai Châu	1,0	67.910.300	67.718.100	67.720.400	67.719.200	67.722.700	67.720.400	67.725.000
	0,9	67.900.900	67.717.100	67.719.400	67.718.300	67.721.800	67.719.400	67.724.000
	0,8	67.082.400	67.528.600	67.680.700	67.633.300	67.696.800	67.674.800	67.700.900
	0,7	64.537.800	65.710.800	66.561.900	66.214.400	67.238.100	66.624.200	67.544.400
	0,6	60.443.000	62.056.300	63.317.100	62.777.100	64.545.900	63.452.100	65.620.700
Ninh Thuận	1,0	83.379.500	83.315.800	83.318.600	83.321.000	83.317.300	83.318.600	83.323.400
	0,9	82.554.100	83.075.400	83.261.700	83.293.100	83.186.200	83.259.400	83.297.400
	0,8	79.837.400	81.141.700	82.100.200	82.805.800	81.679.200	82.107.200	83.119.900
	0,7	75.462.700	77.121.100	78.523.300	79.879.500	77.899.500	78.629.600	81.077.200
	0,6	69.388.000	71.319.700	73.041.900	74.742.100	72.240.200	73.124.100	76.316.100
Bình Phước	1,0	79.558.700	79.475.800	79.478.100	79.476.900	79.480.400	79.478.100	79.482.700
	0,9	79.449.500	79.465.100	79.473.000	79.470.300	79.475.600	79.472.600	79.478.100
	0,8	77.978.400	78.933.800	79.294.800	79.171.300	79.419.900	79.301.000	79.437.100
	0,7	74.473.400	76.171.900	77.298.100	76.875.200	78.328.100	77.463.800	78.969.700
	0,6	68.945.600	71.071.800	72.746.500	72.036.000	74.402.900	72.934.400	75.862.800

3.3. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ TRÊN CƠ SỞ LCOE

Các dự án PV-BESS chỉ khả thi khi $LCOE \leq P_{\text{trần}}$. Khoảng giá bán điện khả thi cho nhà đầu tư nằm trong $[LCOE, P_{\text{trần}}]$ theo từng khu vực, từng miền. LCOE được xác định như mức giá bán điện mà tại đó NPV của dự án bằng không, lúc này chủ sở hữu thu được lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu 12%.

Bảng 3.7. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có

BESS tại các mức giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)

Giới hạn TT	PV-BESS 10%-2h	PV-BESS 10%-4h	PV-BESS 15%-2h	PV-BESS 15%-4h	PV-BESS 20%-2h	PV-BESS 20%-4h
$\alpha=1,0$	5,58-6,18	6,06-6,18	5,92-6,18			
$\alpha=0,9$	5,58-6,18	6,06-6,18	5,92-6,18			
$\alpha=0,8$	5,59-6,18	6,06-6,18	5,92-6,18			
$\alpha=0,7$	5,70-6,18	6,13-6,18	6,01-6,18			
$\alpha=0,6$	6,00-6,18					

Bảng 3.8. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Ninh Thuận có

BESS tại các mức giới hạn truyền tải (Đơn vị: UScents/kWh)

Giới hạn TT	PV-BESS 10%-2h	PV-BESS 10%-4h	PV-BESS 15%-2h	PV-BESS 15%-4h	PV-BESS 20%-2h	PV-BESS 20%-4h
$\alpha=1,0$	4,46 -4,94	4,73-4,94	4,67-4,94		4,89-4,94	
$\alpha=0,9$	4,47-4,94	4,73-4,94	4,68-4,94		4,89-4,94	
$\alpha=0,8$	4,54-4,94	4,78-4,94	4,74-4,94		4,94	
$\alpha=0,7$	4,79-4,94					
$\alpha=0,6$						

LCOE của NMĐMT Bình Phước cao hơn so với khung giá, do đó sẽ có hạn chế trong huy động đầu tư cho dự án ĐMT khu vực này.

3.4. MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ THEO TOU VÀ THANH TOÁN CÔNG SUẤT BESS

Mô hình giá theo TOU cho các NMĐMT trong nghiên cứu này được thiết kế bao gồm hai thành phần: giá bình thường và giá cao điểm theo nguyên tắc như sau:

- Giá cao điểm (P_{cao}) được cố định bằng giá trần theo miền.
- Giá bình thường (P_{bt}) được xác định theo tỷ lệ so với P_{cao}

$$P_{bt} = P_{cao} / TOU \text{ với } TOU \in (1,2; 1,3)$$

- Trong trường hợp NPV âm, giá trị thiếu hụt được quy đổi thành thanh toán công suất BESS (F) trên cơ sở công suất lưu trữ, nhằm đảm bảo dự án đạt $NPV = 0$ và đạt được mục tiêu lãi suất sau thuế của vốn chủ sở hữu là 12%.

Kết quả phân tích biểu giá TOU tại các Bảng 3. 9, Bảng 3. 10 và Bảng 3. 11 cho thấy, trong khung giá trần hiện hành, các kịch bản PV-BESS tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước đều cho NPV âm. Tuy nhiên, mức độ âm và nhu cầu bổ sung phí công suất F để đạt $NPV = 0$ khác biệt rõ rệt theo vùng miền. Lai Châu có NPV âm thấp nhất nhờ giá trần cao hơn, nên mức F yêu cầu thấp hơn; Ninh Thuận cần mức F trung bình do giá trần thấp hơn dù bức xạ tốt; trong khi Bình Phước chịu bất lợi kép từ giá trần thấp và bức xạ kém hơn, dẫn tới NPV âm lớn nhất và yêu cầu mức F cao nhất.

Bảng 3. 9. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMĐMT Lai Châu

α	BESS	TOU=1,2 (Pbt=5,15; Pcao=6,18)			TOU=1,3 (Pbt=4,75; Pcao=6,18)		
		Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)	Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
1,0	10% x 2h	3.476.521	-1.918.480	4,92	3.212.290	-3.885.340	9,97
0,8	10% x 2h	3.473.099	-1.922.430	4,93	3.212.087	-3.873.680	9,94
0,6	10% x 2h	3.191.390	-3.745.900	9,62	2.956.331	-6.050.720	15,53
1,0	10% x 4h	3.476.626	-4.439.690	11,40	3.212.375	-6.406.570	16,45
0,8	10% x 4h	3.482.016	-4.407.640	11,31	3.221.007	-6.358.780	16,32
0,6	10% x 4h	3.249.660	-5.749.330	14,76	3.012.668	-7.545.840	19,37
1,0	15% x 2h	3.476.592	-3.692.120	6,32	3.212.361	-5.658.980	9,68
0,8	15% x 2h	3.479.872	-3.670.150	6,28	3.218.904	-5.621.160	9,62
0,6	15% x 2h	3.231.228	-5.232.470	8,95	2.994.379	-7.023.130	12,02
1,0	15% x 4h	3.476.750	-7.473.940	12,79	3.212.499	-9.440.830	16,16
0,8	15% x 4h	3.483.935	-7.438.280	12,73	3.222.973	-9.389.190	16,07
0,6	15% x 4h	3.279.276	-7.979.820	13,66	3.074.333	-10.096.800	17,28
1,0	20% x 2h	3.476.664	-5.465.760	7,02	3.212.433	-7.432.620	9,54
0,8	20% x 2h	3.482.589	-5.434.650	6,98	3.221.639	-7.385.560	9,48
0,6	20% x 2h	3.267.169	-6.742.510	8,65	3.029.926	-8.537.540	10,96
1,0	20% x 4h	3.476.874	-10.508.200	13,49	3.212.613	-12.475.100	16,01
0,8	20% x 4h	3.484.282	-10.471.900	13,44	3.223.310	-12.422.800	15,94
0,6	20% x 4h	3.341.621	- 10.534.400	13,52	3.127.911	- 12.717.900	16,32

Bảng 3. 10. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NĐMT Ninh Thuận

α	BESS	TOU=1,2 (Pbt=4,12; Pcao=4,94)			TOU=1,3 (Pbt=3,8; Pcao=4,94)		
		Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)	Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
1,0	10% x 2h	3.430.404	- 2.664.330	6,84	3.166.398	- 4.621.420	11,86
0,8	10% x 2h	3.347.501	- 3.102.880	7,97	3.093.795	- 4.999.340	12,83
0,6	10% x 2h	2.941.300	- 5.185.490	13,31	2.720.430	- 7.604.420	19,52
1,0	10% x 4h	3.430.512	- 5.161.090	13,25	3.166.496	- 7.142.600	18,34
0,8	10% x 4h	3.389.269	- 6.290.310	16,15	3.135.242	- 7.241.460	18,59
0,6	10% x 4h	3.007.973	- 7.894.880	20,27	2.786.822	- 9.571.370	16,38
1,0	15% x 2h	3.430.473	- 4.437.950	7,59	3.166.478	- 6.395.050	10,94
0,8	15% x 2h	3.373.773	- 4.724.400	8,09	3.119.827	- 6.621.740	11,33
0,6	15% x 2h	2.982.251	- 7.420.460	12,70	2.760.804	- 9.091.570	15,56
1,0	15% x 4h	3.430.610	- 8.219.750	14,07	3.166.594	- 10.176.900	17,42
0,8	15% x 4h	3.421.556	- 8.197.950	14,03	3.167.433	- 10.099.100	17,28
0,6	15% x 4h	3.077.847	- 10.385.200	17,77	2.856.085	- 12.071.100	20,66
1,0	20% x 2h	3.430.535	- 6.211.590	7,97	3.166.539	- 8.168.680	10,48
0,8	20% x 2h	3.395.111	- 6.373.140	8,18	3.141.020	- 8.271.370	10,62
0,6	20% x 2h	3.020.901	- 8.914.490	11,44	2.798.957	- 10.590.300	13,59
1,0	20% x 4h	3.430.713	- 11.254.000	14,44	3.166.697	- 13.211.100	16,96
0,8	20% x 4h	3.436.708	- 11.157.400	14,32	3.182.672	- 13.058.400	16,76
0,6	20% x 4h	3.141.992	- 12.910.500	22,09	2.919.752	- 14.605.200	24,99

Bảng 3. 11. Kết quả mô hình TOU cho hệ thống PV-BESS của NMDMT Bình Phước

α	BESS	TOU=1,2 (Pbt=3,77; Pcao=4,52)			TOU=1,3 (Pbt=3,48; Pcao=4,52)		
		Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)	Doanh thu (USD)	NPV (USD)	F (\$/kW-tháng)
1,0	10% x 2h	3.004.998	- 5.697.330	14,63	2.777.078	- 7.381.500	18,95
0,8	10% x 2h	2.992.497	- 5.738.980	14,73	2.769.907	- 7.394.630	18,98
0,6	10% x 2h	2.694.614	- 7.729.390	19,84	2.497.744	- 9.208.150	23,64
1,0	10% x 4h	3.005.066	- 8.227.040	21,12	2.777.136	- 9.911.230	25,44
0,8	10% x 4h	3.011.138	- 8.181.140	21,00	2.788.758	- 9.835.590	25,25
0,6	10% x 4h	2.773.802	- 9.727.140	24,97	2.577.032	- 11.205.100	19,18
1,0	15% x 2h	3.005.050	- 7.477.690	12,80	2.777.130	- 9.161.860	15,68
0,8	15% x 2h	3.004.925	- 7.462.380	12,77	2.782.645	- 9.116.530	15,60
0,6	15% x 2h	2.736.653	- 9.229.260	15,79	2.539.953	- 10.706.600	18,32
1,0	15% x 4h	3.005.164	- 11.272.300	19,29	2.777.224	- 12.956.400	22,17
0,8	15% x 4h	3.017.856	- 11.202.900	19,17	2.795.736	- 12.856.200	22,00
0,6	15% x 4h	2.848.999	- 12.273.000	21,00	2.652.449	- 13.749.200	23,53
1,0	20% x 2h	3.005.102	- 9.258.050	11,88	2.777.182	- 10.942.200	14,04
0,8	20% x 2h	3.011.929	- 9.212.160	11,82	2.789.779	- 10.865.800	13,95
0,6	20% x 2h	2.776.843	- 10.746.700	13,79	2.580.303	- 12.222.800	15,69
1,0	20% x 4h	3.005.250	- 14.317.500	18,38	2.777.300	- 16.001.700	20,54
0,8	20% x 4h	3.018.886	- 14.244.700	18,28	2.796.806	- 15.897.900	20,41
0,6	20% x 4h	2.915.833	- 14.870.000	25,45	2.719.493	- 16.344.500	27,97

3.5. SO SÁNH KẾT QUẢ CÁC KỊCH BẢN VÀ MÔ HÌNH

3.5.1. So sánh giữa kịch bản hệ thống PV không lưu trữ và có lưu trữ

- Các NMĐMT không BESS có chi phí đầu tư thấp hơn, nhưng chịu rủi ro lớn từ cắt giảm sản lượng và phụ thuộc hoàn toàn vào giá điện trần.
- Các NMĐMT có BESS gia tăng hiệu quả sử dụng sản lượng, giảm cắt giảm và tạo điều kiện tiếp cận các cơ chế định giá linh hoạt, song chi phí vòng đời cao hơn đáng kể.

3.5.2. So sánh mô hình định giá theo LCOE và TOU

- Mô hình LCOE có tính chuẩn tắc cao, cho thấy ngay ranh giới khả thi của dự án trong bối cảnh khung giá hiện hành.
- Mô hình TOU+F có tính linh hoạt hơn, vì cho phép duy trì khả thi cho dự án thông qua phí bổ sung, mặc dù làm phức tạp cơ chế hợp đồng.
- Trong cả hai mô hình, các dự án tại miền Nam (Bình Phước) chịu bất lợi lớn nhất vì giá trần thấp nhất, trong khi miền Bắc (Lai Châu) có điều kiện thuận lợi do giá trần cao để tiệm cận khả thi cho dự án.

3.5.3. Phân tích điểm mạnh và điểm yếu trong bối cảnh khung giá Việt Nam

- Mô hình định giá trên cơ sở LCOE: Điểm mạnh: minh bạch, dễ xác định và so sánh với khung giá trần, phù hợp với phân tích tính khả thi và quy hoạch dài hạn; Điểm yếu: Đây sẽ là dạng biểu cố định, cứng nhắc, dễ loại bỏ các dự án PV-BESS khi chi phí cao hơn khung giá, chưa phản ánh được giá trị dịch vụ linh hoạt mà BESS mang lại.
- Mô hình TOU+F: Điểm mạnh: phản ánh giá trị gia tăng của BESS trong việc giảm cắt giảm và dịch chuyển điện năng, đồng thời cho phép tồn tại cơ chế phí bổ sung; Điểm yếu: Đây là mô hình tính giá phức tạp hơn về pháp lý và thương mại đòi hỏi sự đồng thuận giữa các bên hợp

đồng để thực thi. Ngoài ra, biểu giá TOU là một biến chính sách để điều tiết phụ tải trong hệ thống điện thông qua chênh lệch giá cao thấp điểm.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 3.

CHƯƠNG 4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN KẾT QUẢ

4.1. MỤC TIÊU VÀ PHẠM VI PHÂN TÍCH

Trong nghiên cứu này, phân tích độ nhạy một chiều theo hướng cải thiện để trả lời câu hỏi trọng tâm: *“Mức độ hỗ trợ hoặc điều kiện thay đổi đến đâu thì dự án PV-BESS mới đạt hiệu quả tài chính?”*.

Phạm vi phân tích được thu gọn và tập trung vào các hệ thống:

- Hai cấu hình BESS điển hình được chọn, bao gồm lưu trữ 10% $\times$ 2h, và 20% $\times$ 4h.
- Các giới hạn truyền tải theo ba mức đại diện: $\alpha = (1,0; 0,8; 0,6)$.
- Các biến số đầu vào được tập trung phân tích theo các kịch bản độc lập: giảm 20% của chi phí mô-đun PV; giảm 20% chi phí đầu tư BESS; thay đổi giữa 2 mức vòng đời BESS (10 năm; 20 năm); và giảm lãi suất trên vốn vay 20%.
- Các chỉ tiêu đánh giá: LCOE, NPV, và thanh toán công suất F (nếu $NPV < 0$).

4.2. CÁC BIẾN SỐ ĐẦU VÀO LỰA CHỌN CHO PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY

Trong phần này, nghiên cứu trình bày việc lựa chọn các thông số đầu vào ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả tài chính của dự án PV-BESS, bao gồm: Chi phí đầu tư PV (giảm 20%); Chi phí đầu tư của BESS (giảm 20%); Vòng đời BESS (tăng từ 10 năm lên 20 năm); Tỷ lệ giới hạn công suất (α từ 1,0 đến 0,6); lãi suất vốn vay (giảm 20%).

4.3. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH LCOE

4.3.1. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư PV

Bảng 4.1. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi chi phí đầu tư mô-đun PV giảm 20% (đơn vị: %)

Nhà máy	BESS	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-6,55	-6,55	-6,57
	20% $\times$ 4h	-5,07	-5,07	-5,07
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-6,49	-6,50	-6,53
	20% $\times$ 4h	-5,03	-5,03	-5,05
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-6,61	-6,61	-6,63
	20% $\times$ 4h	-5,10	-5,10	-5,11

4.3.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS

Bảng 4.2. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS (%)

Nhà máy	BESS	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-1,90	-1,90	-1,91
	20% $\times$ 4h	-4,80	-4,80	-4,80
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-1,84	-1,84	-1,85
	20% $\times$ 4h	-4,65	-4,65	-4,66
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-1,92	-1,92	-1,92
	20% $\times$ 4h	-4,83	-4,83	-4,84

4.3.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS

Bảng 4.3. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT tăng tuổi thọ BESS từ 10 năm lên 20 năm (%)

Nhà máy	BESS	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-2,59	-2,59	-2,53
	20% $\times$ 4h	-8,02	-8,02	-7,91
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-2,57	-2,53	-2,49
	20% $\times$ 4h	-7,97	-7,96	-7,75
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-2,60	-2,60	-2,52
	20% $\times$ 4h	-8,04	-8,04	-7,88

4.3.4. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải

Bảng 4.4. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT theo hạn chế truyền tải (%)

Nhà máy	BESS	Giảm 20% công suất định mức ($\alpha=0,8$)	Giảm 40% công suất định mức ($\alpha=0,6$)
Lai Châu	10% $\times$ 2h	0,1	7,3
	20% $\times$ 4h	0,0	2,4
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	1,9	12,2
	20% $\times$ 4h	0,2	7,6
Bình Phước	10% $\times$ 2h	0,4	9,4
	20% $\times$ 4h	0,0	3,8

4.3.5. Ảnh hưởng của chi phí vốn vay

Bảng 4.5. Độ nhạy của LCOE hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí vốn vay (%)

Nhà máy	BESS	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-4,0	-3,9	-3,9
	20% $\times$ 4h	-10,3	-9,3	-9,2
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-1,3	-1,3	-1,3
	20% $\times$ 4h	-1,2	-1,2	-1,3
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-1,3	-1,3	-1,3
	20% $\times$ 4h	-1,3	-1,2	-1,3

4.4. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY TRONG MÔ HÌNH TOU

4.4.1. Ảnh hưởng của chi phí mô-đun PV

Bảng 4.6. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% giá mô-đun PV (%)

Nhà máy	BESS	% thay đổi LCOE			% thay đổi NPV		
		$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-6,61	-6,61	-6,62	+102,17	+102,59	+52,09
	20% $\times$ 4h	-5,1	-5,1	-5,1	+18,35	+18,44	+17,85
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-6,55	-6,55	-6,58	+72,11	+61,92	+32,36
	20% $\times$ 4h	-5,07	-5,07	-5,08	+17,07	+17,22	+14,88
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-6,05	-6,05	-6,07	+30,81	+30,58	+22,71
	20% $\times$ 4h	-4,67	-4,67	-4,67	+12,26	+12,32	+11,80

4.4.2. Ảnh hưởng của chi phí đầu tư BESS

Khác với mô-đun PV, chi phí đầu tư BESS hiện vẫn ở mức cao và được đánh giá có xu hướng giảm giá trong tương lai. Phân tích giảm 20% CAPEX_{BESS} nhằm đánh giá cơ hội cải thiện hiệu quả tài chính khi chi phí lưu trữ thay đổi giảm.

Bảng 4.7. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm 20% chi phí đầu tư BESS (%)

Nhà máy	BESS	% thay đổi LCOE			% thay đổi NPV		
		$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-1,92	-1,92	-1,92	+29,64	+29,76	+15,11
	20% $\times$ 4h	-4,83	-4,83	-4,83	+17,38	+17,46	+16,90
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-1,90	-1,90	-1,91	+20,92	+17,97	+9,39
	20% $\times$ 4h	-4,80	-4,80	-4,81	+16,17	+16,31	+14,09
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-1,93	-1,93	-1,94	+9,83	+9,76	+7,25
	20% $\times$ 4h	-4,86	-4,86	-4,86	+12,77	+12,83	+12,29

4.4.3. Ảnh hưởng của vòng đời BESS

Bảng 4.8. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV của các NMĐMT khi giảm từ 2 vòng đời xuống 1 vòng đời của BESS (%)

Nhà máy	BESS	% thay đổi LCOE			% thay đổi NPV		
		$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-2,61	-2,61	-2,53	+40,42	+40,55	+19,87
	20% $\times$ 4h	-8,07	-8,07	-7,93	+29,04	+29,18	+27,79
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-2,59	-2,55	-2,51	+28,53	+24,09	+12,35
	20% $\times$ 4h	-8,02	-8,01	-7,76	+27,02	+27,24	+22,93
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-2,62	-2,61	-2,52	+13,34	+13,19	+9,47
	20% $\times$ 4h	-8,08	-8,08	-7,83	+21,24	+21,35	+19,96

4.4.4. Ảnh hưởng của chi phí sử dụng vốn vay

Bảng 4.9. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT giảm lãi suất vốn vay 12% (%)

Nhà máy	BESS	% thay đổi LCOE			% thay đổi NPV		
		$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-1,30	-1,30	-1,33	+17,53	+17,62	+7,58
	20% $\times$ 4h	-1,24	-1,24	-1,26	+1,41	+1,43	+1,32
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-1,30	-1,32	-1,35	+11,63	+9,66	+3,64
	20% $\times$ 4h	-1,25	-1,25	-1,28	+1,14	+1,17	+0,64
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-1,32	-1,33	-1,36	+3,75	+3,72	+2,03
	20% $\times$ 4h	-1,26	-1,26	-1,28	+0,22	+0,24	+0,13

4.4.5. Ảnh hưởng của tỷ lệ giới hạn công suất phát

Bảng 4.10. Tỷ lệ thay đổi của LCOE và NPV trong các hệ thống PV-BESS của các NMĐMT khi giảm giới hạn công suất phát (%)

Nhà máy	BESS	% thay đổi LCOE			% thay đổi NPV		
		$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=1,0$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$
Lai Châu	10% $\times$ 2h	-	+0,1	+7,6	-	+0,4	-97,0
	20% $\times$ 4h	-	+0,0	+2,6	-	+0,5	-3,3
Ninh Thuận	10% $\times$ 2h	-	+1,9	+12,4	-	-16,5	-91,4
	20% $\times$ 4h	-	+0,2	+7,9	-	+0,9	-15,7
Bình Phước	10% $\times$ 2h	-	+0,4	+9,8	-	-0,7	-34,7
	20% $\times$ 4h	-	+0,0	+4,2	-	-0,5	-4,4

4.5. TỔNG HỢP VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY

Bảng 4.11. Tổng hợp tác động của các biến số đến LCOE, NPV và F trong các mô hình LCOE và TOU (%)

Biến số	Tác động đến LCOE	Tác động đến NPV, F	Ý nghĩa chính sách
Chi phí mô-đun: Giảm 20%	LCOE giảm từ 4,6% đến 6,6%	Tăng từ 22,7% đến 102,6% đối với BESS 10% $\times$ 2h; Tăng 11,8% đến 18,4% với BESS 20% $\times$ 4h	Không phải trọng tâm điều chỉnh chính sách trong điều kiện Việt Nam hiện nay.
Chi phí BESS (Giảm 20%)	LCOE giảm khoảng: 1,9% với BESS 10% $\times$ 2h;	Tăng từ 9,4-29,7% tùy từng nhà máy, từng cấu hình BESS	Tác động không quá lớn, tuy nhiên có thể ưu tiên hỗ trợ công nghệ BESS như

Biến số	Tác động đến LCOE	Tác động đến NPV, F	Ý nghĩa chính sách
	4,9% với BESS 20% $\times$ 4h		các chính sách cho đầu tư, khấu hao, ưu đãi thuế.
Số vòng đời BESS (Giảm từ 2 vòng sang 1 vòng đời)	LCOE giảm khoảng: 2,6% với BESS 10% $\times$ 2h; 8,0% với BESS 20% $\times$ 4h	NPV cải thiện rất rõ, tăng từ 9,5% đến 40,5% tùy từng nhà máy, từng cấu hình BESS	QĐ 988 mới tính đến 1 vòng đời, làm cho khung giá thấp hơn tương đối với nghiên cứu phân tích 2 vòng đời. Nếu Nhà nước tiếp tục chỉ tính 1 vòng đời, thì cơ chế hỗ trợ F cần được bổ sung do NPV<0. Chính sách khuyến khích đổi mới công nghệ BESS để tăng tuổi thọ, giảm chi phí thay thế BESS
Chi phí vốn vay (Giảm 20%)	LCOE giảm khoảng 1,3%	NPV cải thiện nhưng mức F thay đổi không lớn. NPV tăng nhiều nhất đạt 17,6% tại Lai Châu với BESS 10% $\times$ 2h; tăng 11,6% tại Ninh Thuận với BESS 10% $\times$ 2h; Còn lại thay đổi không đáng kể.	Ưu đãi vốn vay có thể là một trong những chính sách phụ, hỗ trợ.
Giới hạn truyền tải α (từ 1,0 đến 0,6)	LCOE giảm không đáng kể với $\alpha=0,8$; giảm cao nhất tới 12,4% với $\alpha=0,6$ và tại Ninh Thuận	NPV giảm mạnh, F tăng cao, giảm mạnh nhất đối với Ninh Thuận (-91,6%) và Lai Châu (-97%) tại $\alpha=0,6$; Bình Phước giảm lớn nhất (-34%) tại BESS 10% $\times$ 2h và $\alpha=0,6$.	Quy hoạch phát triển lưới điện và chính sách giới hạn truyền tải cần đặc biệt chú trọng.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 4.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Những kết quả đạt được

Luận án đã thực hiện nghiên cứu toàn diện về hiệu quả kinh tế – tài chính của hệ thống điện mặt trời tích hợp lưu trữ năng lượng (PV-BESS), với mục tiêu **xây dựng và định lượng mô hình tính giá bán điện** cho các nhà máy PV-BESS trong hệ thống điện Việt Nam. Trên cơ sở tổng quan nghiên cứu ở Chương 1, luận án đã xác định khoảng trống nghiên cứu và đặt ra 5 câu hỏi nghiên cứu trọng tâm. Chương 2 xây dựng cơ sở lý thuyết và đề xuất hai mô hình tính giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có lưu trữ, bao gồm mô hình LCOE và mô hình TOU. Các kết quả phân tích, mô phỏng ở Chương 3 và Chương 4 đã giải quyết đầy đủ các câu hỏi nghiên cứu đã đặt ra, với những kết luận chính như sau:

Câu hỏi 1: BESS có thể giảm cắt giảm công suất và nâng cao hiệu quả khai thác hệ thống điện mặt trời trong điều kiện nếu có giới hạn truyền tải tại Việt Nam như thế nào?

Luận án đã lượng hóa tác động của giới hạn truyền tải thông qua các kịch bản giả thiết với tỷ lệ truyền tải $\alpha = 1,0; 0,8; 0,6$. Kết quả mô phỏng cho thấy, khi α giảm từ 1,0 xuống 0,6, sản lượng điện ròng của hệ thống PV không có BESS giảm từ 11–17% tùy khu vực. Việc tích hợp BESS cho phép thu hồi lại 55–75% lượng điện năng có nguy cơ bị cắt giảm, tùy theo cấu hình lưu trữ và điều kiện truyền tải. Điều này chứng minh rằng BESS đóng vai trò quan trọng trong việc duy trì hiệu quả khai thác công suất PV đã đầu tư và giảm rủi ro vận hành trong điều kiện truyền tải hạn chế. Đồng thời, BESS trở thành một biến số kỹ thuật quan trọng của mô hình giá điện, vì nó trực tiếp ảnh hưởng đến sản lượng hữu ích và mức giá bán điện tối thiểu cần thiết của hệ thống PV-BESS.

Câu hỏi 2: Mức giá bán điện tối thiểu nào đảm bảo dự án PV-BESS có hiệu quả tài chính trong bối cảnh Việt Nam?

Kết quả mô phỏng theo mô hình LCOE cho thấy mức giá bán điện tối thiểu để hệ thống PV-BESS đạt điều kiện hòa vốn phụ thuộc mạnh vào bức xạ khu vực, cấu hình BESS và giới hạn truyền tải. Trong điều kiện không giới hạn truyền tải ($\alpha = 1,0$), mức giá bán điện tối thiểu dao động trong khoảng 4,58–7,22 cents/kWh cho ba khu vực nghiên cứu. Khi giới hạn truyền tải xuất hiện, mức giá sản kinh tế này tăng lên đáng kể. Các kết quả này cho thấy mức giá bán điện tối thiểu xác định từ mô hình của luận án có ý nghĩa như giá sản kinh tế của hệ thống PV-BESS. So sánh với khung giá tại Quyết định 988/QĐ-BCT cho thấy cơ chế giá hiện hành được thiết lập trong điều kiện lý tưởng, chưa phản ánh đầy đủ các rủi ro do truyền tải hạn chế và giá trị của chức năng lưu trữ, từ đó làm nổi bật vai trò của mô hình giá điện được đề xuất trong luận án.

Câu hỏi 3: Mô hình TOU phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS khác biệt như thế nào so với mô hình LCOE truyền thống?

Kết quả mô phỏng theo mô hình TOU cho thấy mô hình này phản ánh rõ ràng giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS thông qua phần điện năng được chuyển sang giờ cao điểm. So với mô hình LCOE chỉ phản ánh chi phí bình quân vòng đời, mô hình TOU cho phép lượng hóa trực tiếp lợi ích kinh tế của BESS trong vận hành hệ thống. Tuy nhiên, trong khuôn khổ mức giá trần hiện hành, ngay cả khi áp dụng TOU, NPV của các dự án PV-BESS vẫn âm khi xét đủ vòng đời của BESS, cho thấy cần thiết phải bổ sung thêm các thành phần định giá khác trong mô hình giá điện.

Câu hỏi 4: Các yếu tố chi phí như $CAPEX_{PV}$, $CAPEX_{BESS}$, vòng đời BESS, lãi suất vốn vay, giới hạn truyền tải tác động đến LCOE và NPV ở mức độ nào?

Phân tích độ nhạy cho thấy $CAPEX_{PV}$, giới hạn truyền tải và vòng đời BESS là các biến có tác động mạnh nhất đến LCOE và NPV, và do đó ảnh hưởng trực tiếp đến mức giá bán điện tối thiểu mà mô hình xác định. Kết quả này khẳng định rằng các biến kỹ thuật – kinh tế này không chỉ là tham số tài chính, mà là các biến đầu vào bắt buộc của mô hình định giá PV-BESS trong bối cảnh hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao

Câu hỏi 5: Cần thiết kế cơ chế hỗ trợ và điều chỉnh chính sách nào để khuyến khích đầu tư PV-BESS tại Việt Nam?

Các kết quả mô phỏng cho thấy trong khuôn khổ khung giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, ngay cả khi áp dụng cơ chế TOU, các dự án PV-BESS vẫn khó đạt điểm hòa vốn. Do đó, luận án kết luận rằng cần một mô hình giá điện tích hợp, trong đó kết hợp TOU với các thành phần định giá bổ sung để phản ánh đầy đủ giá trị hệ thống mà BESS mang lại.

Tổng hợp các kết quả trên cho thấy luận án đã xây dựng được các mô hình tính giá bán điện cho hệ thống PV-BESS, có xét đến các ràng buộc kỹ thuật và điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam, qua đó đóng góp cơ sở khoa học cho việc thiết kế cơ chế giá điện phù hợp cho PV-BESS trong giai đoạn tới.

2. Một số kiến nghị

Từ các kết quả mô phỏng, phân tích và so sánh hai mô hình xác định giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống lưu trữ (PV-BESS) trong hệ thống điện Việt Nam, luận án đưa ra một số kiến nghị nhằm hoàn thiện cơ chế định giá và chính sách hỗ trợ đầu tư PV-BESS theo hướng

phản ánh đầy đủ hơn giá trị kinh tế – kỹ thuật của lưu trữ năng lượng, đồng thời phù hợp với điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện.

Thứ nhất, kiến nghị về định hướng áp dụng các mô hình giá điện PV-BESS

Kết quả nghiên cứu cho thấy không tồn tại một mô hình giá điện duy nhất có thể áp dụng cho mọi điều kiện vận hành của hệ thống điện Việt Nam. Thay vào đó, cần tiếp cận linh hoạt trong việc lựa chọn và áp dụng các mô hình giá điện PV-BESS tùy theo mức độ phát triển của nguồn điện mặt trời và tình trạng ràng buộc truyền tải của lưới điện.

Kết quả nghiên cứu cho thấy mô hình LCOE và mô hình giá điện theo TOU+F phản ánh các khía cạnh khác nhau của giá trị kinh tế và rủi ro vận hành của hệ thống PV-BESS. Trong đó, mô hình LCOE phản ánh giá sản phẩm dài hạn của hệ thống phát điện, trong khi mô hình TOU+F cho phép nội hóa giá trị dịch chuyển năng lượng, chi phí linh hoạt hệ thống và các rủi ro phát sinh do giới hạn truyền tải.

Từ góc độ chính sách, luận án đề xuất áp dụng các mô hình giá điện PV-BESS theo một lộ trình phù hợp với sự phát triển của hệ thống điện Việt Nam, cụ thể như sau:

Trong giai đoạn ngắn hạn, khi tỷ trọng điện mặt trời trong hệ thống điện quốc gia còn ở mức vừa phải và các ràng buộc truyền tải chưa trở nên nghiêm trọng, mô hình LCOE là công cụ phù hợp để xác định giá bán điện sản mang tính dài hạn. Mô hình này giúp tạo tín hiệu giá ổn định cho đầu tư, làm cơ sở cho việc xây dựng khung giá, đấu thầu hoặc đàm phán hợp đồng mua bán điện đối với các dự án PV-BESS mới.

Trong giai đoạn trung hạn, khi công suất điện mặt trời tiếp tục gia tăng và bắt đầu xuất hiện hiện tượng dư công suất theo thời gian hoặc cắt giảm công suất cục bộ theo khu vực, việc kết hợp mô hình LCOE với biểu giá

điện theo thời gian sử dụng (TOU) trở nên cần thiết. Cách tiếp cận này cho phép duy trì vai trò của giá sản kinh tế dài hạn, đồng thời bổ sung tín hiệu giá theo thời gian nhằm khuyến khích dịch chuyển năng lượng và tích hợp lưu trữ điện vào hệ thống.

Trong giai đoạn dài hạn, khi tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và các ràng buộc truyền tải trở nên phổ biến, mô hình TOU kết hợp phí công suất F là lựa chọn phù hợp để phản ánh đầy đủ giá trị linh hoạt hệ thống mà BESS mang lại. Mô hình này cho phép bù đắp các chi phí cố định của hệ thống lưu trữ, nội hóa rủi ro cắt giảm công suất và tạo động lực kinh tế cho việc đầu tư PV-BESS trong điều kiện vận hành phức tạp của hệ thống điện.

Cách tiếp cận theo lộ trình này cho phép chuyển dịch cơ chế giá điện một cách tuần tự, tránh các cú sốc chính sách, đồng thời đảm bảo rằng mô hình định giá luôn phù hợp với trạng thái vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam. Đây cũng là cơ sở quan trọng để từng bước hoàn thiện thị trường điện cạnh tranh, trong đó giá bán điện phản ánh đầy đủ chi phí, giá trị và rủi ro của các công nghệ phát điện và lưu trữ năng lượng.

Thứ 2, kiến nghị hoàn thiện cơ chế giá điện cho PV-BESS

So sánh giữa kết quả mô hình định giá trong luận án và khung giá phát điện hiện hành theo Quyết định 988/QĐ-BCT cho thấy, khung giá hiện tại được thiết lập trong điều kiện chưa có giới hạn truyền tải và chưa phản ánh đầy đủ giá trị kỹ thuật – kinh tế của BESS. Trong nhiều kịch bản vận hành thực tế, đặc biệt khi có giới hạn truyền tải, mức giá này có thể không đủ để bù đắp chi phí và rủi ro của các dự án PV-BESS.

Trên cơ sở đó, luận án kiến nghị cần bổ sung các thành phần định giá ngoài giá điện năng, bao gồm chênh lệch giá cao điểm – thấp điểm và phí công suất, nhằm phản ánh đúng giá trị dịch chuyển năng lượng và chi phí

cổ định của hệ thống lưu trữ. Cơ chế TOU+F cho phép tách bạch phần giá điện năng và phần giá trị dịch vụ lưu trữ, qua đó tạo điều kiện để các dự án PV-BESS đạt được điểm hòa vốn tài chính trong điều kiện khung giá trần không thay đổi.

Bên cạnh đó, việc thiết kế biểu giá TOU cần được thực hiện theo hướng tăng cường tín hiệu giá giữa các khung giờ, nhưng vẫn đảm bảo giá bán điện bình quân không vượt quá khung giá trần, nhằm cân bằng giữa mục tiêu khuyến khích đầu tư và kiểm soát chi phí hệ thống.

Thứ 3, kiến nghị về chính sách đầu tư, công nghệ và quy hoạch hệ thống

Kết quả phân tích độ nhạy của luận án cho thấy CAPEXPV, giới hạn truyền tải và vòng đời BESS là các biến đầu vào có tác động mạnh nhất đến mức giá bán điện tối thiểu và hiệu quả tài chính của hệ thống PV-BESS. Do đó, bên cạnh việc hoàn thiện cơ chế giá, cần triển khai đồng bộ các chính sách hỗ trợ về đầu tư, công nghệ và quy hoạch hệ thống.

Cụ thể, cần có các chính sách giảm chi phí đầu tư ban đầu cho cả hệ thống PV và BESS thông qua các công cụ như tín dụng xanh, ưu đãi thuế nhập khẩu thiết bị, hoặc hỗ trợ lãi suất vay. Đồng thời, khuyến khích phát triển và ứng dụng các công nghệ BESS có vòng đời dài hơn và độ bền vận hành cao hơn, vì phân tích cho thấy kéo dài vòng đời BESS có thể cải thiện đáng kể NPV của dự án.

Ngoài ra, cần xem xét lồng ghép vai trò của BESS trong quy hoạch lưới điện, coi lưu trữ năng lượng là một giải pháp bổ trợ cho truyền tải tại các khu vực có tiềm năng phát triển điện mặt trời lớn nhưng hạ tầng lưới còn hạn chế. Cách tiếp cận này có thể giúp giảm áp lực đầu tư mở rộng lưới điện trong ngắn hạn, đồng thời nâng cao khả năng hấp thụ năng lượng tái tạo của hệ thống.

Thứ 4, kiến nghị về định hướng nghiên cứu và hoàn thiện thị trường điện

Cuối cùng, luận án kiến nghị cần tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện cơ chế định giá cho PV-BESS trong bối cảnh thị trường điện cạnh tranh, bao gồm các hình thức thanh toán cho dịch vụ phụ trợ, dự phòng công suất và các cấu trúc hợp đồng mua bán điện (PPA) tách riêng phần giá điện năng và phần giá cho dịch vụ lưu trữ. Việc này sẽ giúp phản ánh đầy đủ hơn giá trị hệ thống mà BESS mang lại và tạo nền tảng cho sự phát triển bền vững của PV-BESS trong hệ thống điện Việt Nam.

3. Đóng góp chính của Luận án

Đóng góp học thuật:

Luận án đã xây dựng và phát triển một khung phân tích định giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống lưu trữ (PV-BESS) trong hệ thống điện Việt Nam, thông qua việc kết hợp và so sánh hai mô hình định giá là mô hình LCOE và mô hình giá điện theo thời gian sử dụng kết hợp phí công suất (TOU+F). Trên cơ sở đó, luận án đã chỉ ra sự khác biệt bản chất giữa hai cách tiếp cận: mô hình LCOE phản ánh giá sản kinh tế dài hạn của hệ thống phát điện, trong khi mô hình TOU+F cho phép nội hóa giá trị dịch chuyển năng lượng, chi phí linh hoạt hệ thống và các rủi ro vận hành phát sinh do giới hạn truyền tải.

Một đóng góp học thuật quan trọng của luận án là việc chứng minh rằng các biến kỹ thuật như giới hạn truyền tải (α), cấu hình và vòng đời BESS không chỉ ảnh hưởng đến hiệu quả tài chính của dự án, mà còn là các biến đầu vào bắt buộc của mô hình định giá bán điện PV-BESS. Qua đó, luận án góp phần làm rõ cơ sở khoa học cho việc thiết kế mô hình giá điện phản ánh đầy đủ hơn cấu trúc chi phí và rủi ro của hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao.

Đóng góp thực tiễn:

Kết quả nghiên cứu cung cấp các khoảng giá sàn kinh tế và các điều kiện áp dụng mô hình giá điện phù hợp theo từng khu vực và trạng thái vận hành của hệ thống điện, hỗ trợ quá trình ra quyết định đầu tư và đánh giá dự án PV-BESS trong điều kiện thực tế của Việt Nam.

Đóng góp chính sách:

L luận án đề xuất lộ trình áp dụng linh hoạt các mô hình giá điện PV-BESS theo các giai đoạn phát triển của hệ thống điện, đồng thời kiến nghị hoàn thiện cơ chế giá theo hướng TOU+F nhằm phản ánh đầy đủ giá trị linh hoạt hệ thống của BESS và giảm rủi ro đầu tư trong dài hạn.

4. Hạn chế và hướng nghiên cứu tiếp theo

Nghiên cứu hiện mới tập trung vào ba khu vực đại diện và chưa xem xét chi tiết các ràng buộc chất lượng điện năng ở mức nút lưới. Ngoài ra, nghiên cứu mới chỉ tập trung vào ba khu vực điển hình và giả định chi phí của ba nhà máy (Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước) theo dữ liệu đầu vào cho xây dựng khung giá của Quyết định 988/QĐ-BCT. Thời gian tới, các nghiên cứu có thể mở rộng theo hướng:

- (i) phân tích tác động hệ thống của PV-BESS trên quy mô toàn quốc bằng mô hình tối ưu hóa lưới điện;
- (ii) cập nhật các kịch bản chi phí BESS theo xu thế giảm của công nghệ; và
- (iii) mở rộng khung định giá PV-BESS sang các dịch vụ phụ trợ và thị trường điện cạnh tranh.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN

- 1) Đỗ Thị Loan (2021), "Công nghệ lưu trữ điện - Những xem xét về lợi ích, tính kinh tế và môi trường", *Tạp chí Công thương*, số 19, p.p 176-183 (ISSN 0866-7756).
- 2) Đỗ Thị Loan (2022), 'Phân tích lợi ích-chi phí hệ thống kết hợp PV-BESS cho một hộ tiêu thụ', *Tạp chí Công thương*, số 18, p.p... (ISSN 0866-7756).
- 3) Loan Thi Do, Kien Trung Duong, Quynh T. Tran, Eleonora Riva Sanseverino, "Analysis of factors affecting the selection of BESS capacity for electrical power system at Thuan Hung factory", *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*. DOI: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395304.
- 4) Loan Thi Do, Eleonora Riva Sanseverino, Quynh T. Tran, Leon Roose, "Optimal configuration of Son Tay's power system associated with electricity prices in both grid-connected and stand-alone modes", *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*. DOI: [10.1109/EEE-AM58328.2023.10394968](https://doi.org/10.1109/EEE-AM58328.2023.10394968).
- 5) Loan Thi Do, Trung Ngoc Nguyen, Quynh T. Tran, Kien Trung Duong, "Economic analysis of solar power plant and battery energy storage: Case study of Binh Phuoc province, Vietnam", *Cleaner Engineering and Technology*. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2025.100937>.
- 6) Loan Thi Do. Trung Ngoc Nguyen. Christy Thanh Nguyen. Ha Pham Thi Thu. Comparative Analysis of Levelized Cost of Electricity for PV and PV-BESS Systems in Three Climatic Zones of Vietnam. Accepted in *Hội thảo quốc tế EEEM-2025, tháng 11/2025*.