



BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐỖ THỊ LOAN

**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 : 9510602

**TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ
QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG**

Hà Nội, năm 2026

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 (2023), "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 (2023), "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.
- 5) Loan Thi Do, Trung Ngoc Nguyen, Quynh T. Tran, Kien Trung Duong (2025), "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 (2025). "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*.

Công trình được hoàn thành tại:

Trường Đại học Điện lực

TM. Tập thể người hướng dẫn khoa học



Nguyễn Ngọc Trung

Phản biện 1: PGS.TS. Trịnh Trọng Chương

Phản biện 2: PGS.TS. Đỗ Anh Tuấn

Phản biện 3: PGS.TS. Nguyễn Hữu Đức

Luận án được bảo vệ trước Hội đồng đánh giá Luận án Tiến sĩ cấp Trường họp tại Trường Đại học Điện lực, vào hồi 13h30 ngày 06 tháng 01 năm 2026.

Có thể tìm hiểu luận án tại:

1. Thư viện Trường Đại học Điện lực.
2. Thư viện Quốc gia Việt Nam.

Đóng góp thực tiễn:

Luận án xác định khoảng giá khả thi và điều kiện tài chính tương ứng cho từng khu vực, hỗ trợ đánh giá và ra quyết định đầu tư PV-BESS trong điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam.

Đóng góp chính sách:

Đề xuất lộ trình áp dụng linh hoạt các mô hình giá điện theo giai đoạn phát triển hệ thống, đồng thời kiến nghị hoàn thiện cơ chế định giá theo hướng TOU+F nhằm nội hóa giá trị linh hoạt của BESS và giảm rủi ro đầu tư.

4. Hạn chế và hướng nghiên cứu tiếp theo

Nghiên cứu mới giới hạn trong ba khu vực đại diện và chưa xem xét chi tiết ràng buộc chất lượng điện năng ở cấp nút lưới. Dữ liệu chi phí dựa trên giả định xây dựng khung giá theo Quyết định 988/QĐ-BCT.

Trong thời gian tới, nghiên cứu có thể mở rộng theo hướng: (i) đánh giá tác động PV-BESS ở quy mô toàn hệ thống bằng mô hình tối ưu hóa lưới điện; (ii) cập nhật kịch bản chi phí BESS theo xu hướng công nghệ; và (iii) mở rộng khung định giá sang dịch vụ phụ trợ và thị trường điện cạnh tranh.

- Lồng ghép vai trò của BESS trong quy hoạch lưới điện như một giải pháp hỗ trợ truyền tải tại các khu vực tiềm năng NLTT nhưng hạ tầng lưới hạn chế.

Cách tiếp cận này giúp giảm áp lực đầu tư mở rộng lưới trong ngắn hạn và nâng cao khả năng hấp thụ năng lượng tái tạo của hệ thống.

d. Định hướng nghiên cứu và hoàn thiện thị trường điện

Trong bối cảnh phát triển thị trường điện cạnh tranh, cần tiếp tục nghiên cứu các cơ chế thanh toán cho dịch vụ phụ trợ, dự phòng công suất và cấu trúc hợp đồng mua bán điện tách biệt phần giá điện năng và phần giá dịch vụ lưu trữ. Hoàn thiện các cơ chế này sẽ giúp phản ánh đầy đủ giá trị hệ thống mà BESS mang lại, đồng thời 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 xây dựng khung phân tích định giá cho hệ thống PV-BESS tại Việt Nam thông qua so sánh hai mô hình: LCOE và TOU kết hợp thanh toán công suất (TOU+F). Kết quả làm rõ sự khác biệt bản chất giữa hai cách tiếp cận: LCOE xác định giá sản phẩm dài hạn, trong khi TOU+F phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng, tính linh hoạt hệ thống và rủi ro do giới hạn truyền tải. Nghiên cứu chứng minh rằng các biến kỹ thuật như hệ số giới hạn truyền tải (α), quy mô và vòng đời BESS không chỉ ảnh hưởng đến hiệu quả tài chính mà còn là các đầu vào cốt lõi của mô hình định giá.

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận án tiến sĩ là kết quả nghiên cứu khoa học của tôi dưới sự hướng dẫn của TS. Nguyễn Ngọc Trung và TS. Christy Huệ Thanh Nguyễn. Các kết quả nghiên cứu được trình bày trong luận án là trung thực, khách quan và chưa từng được tác giả khác công bố.

Tôi xin cam đoan mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện luận án đã được cảm ơn, các thông tin trích dẫn trong luận án đều được chỉ rõ nguồn gốc.

Hà Nội, ngày 10 tháng 2 năm 2026

TM. Tập thể hướng dẫn

Nghiên cứu sinh



TS. Nguyễn Ngọc Trung

Đỗ Thị Loan

Cách tiếp cận theo lộ trình giúp chuyển đổi cơ chế giá một cách tuần tự, phù hợp với trạng thái phát triển của hệ thống điện và tiến trình hoàn thiện thị trường điện cạnh tranh.

b. Hoàn thiện cơ chế giá điện cho PV-BESS

So sánh với khung giá theo Quyết định 988/QĐ-BCT cho thấy cơ chế hiện hành dựa trên giá điện năng và chưa phản ánh đầy đủ giá trị kinh tế của BESS trong điều kiện có giới hạn truyền tải.

Luận án kiến nghị bổ sung cấu trúc giá hai thành phần, gồm:

- Chênh lệch giá theo TOU để phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng;
- Thanh toán công suất (F) để bù đắp chi phí cố định và giá trị độ sẵn sàng của hệ thống lưu trữ.
- Việc thiết kế TOU cần tăng cường tín hiệu giá giữa giờ cao điểm và thấp điểm nhưng vẫn đảm bảo mức giá bình quân nằm trong khung trần, nhằm cân bằng giữa khuyến khích đầu tư và kiểm soát chi phí hệ thống.

c. Chính sách đầu tư, công nghệ và quy hoạch hệ thống

Phân tích độ nhạy cho thấy chi phí đầu tư PV, vòng đời BESS và giới hạn truyền tải là các yếu tố quyết định đến mức giá bán điện tối thiểu và hiệu quả tài chính của dự án PV-BESS.

Vì vậy, bên cạnh hoàn thiện cơ chế giá, cần triển khai đồng bộ các chính sách:

- Hỗ trợ giảm chi phí đầu tư thông qua tín dụng xanh, ưu đãi thuế hoặc hỗ trợ lãi suất;
- Khuyến khích công nghệ BESS có vòng đời dài và độ bền cao nhằm giảm chi phí thay thế;

Tổng thể, luận án đã đạt được mục tiêu đề ra là xây dựng và định lượng mô hình xác định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS có xét đến ràng buộc truyền tải, cấu hình lưu trữ và điều kiện thị trường của Việt Nam. Các kết quả nghiên cứu không chỉ có ý nghĩa khoa học trong phát triển phương pháp luận định giá PV-BESS mà còn có giá trị thực tiễn cao đối với quá trình hoạch định chính sách và thu hút đầu tư lưu trữ năng lượng trong giai đoạn tới.

2. Một số kiến nghị

a. Định hướng áp dụng mô hình giá điện PV-BESS

Kết quả nghiên cứu cho thấy không tồn tại một mô hình giá điện duy nhất phù hợp cho mọi trạng thái vận hành của hệ thống điện Việt Nam. Mô hình LCOE và mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất (TOU+F) phản ánh các khía cạnh khác nhau của giá trị kinh tế và rủi ro hệ thống: LCOE xác định giá sàn dài hạn, trong khi TOU+F nội hóa giá trị dịch chuyển năng lượng và chi phí linh hoạt của BESS trong điều kiện nghẽn lưới.

Do đó, luận án kiến nghị áp dụng mô hình theo lộ trình:

- Ngắn hạn: Khi tỷ trọng điện mặt trời chưa cao và ràng buộc truyền tải còn hạn chế, sử dụng mô hình LCOE để xác định giá sàn ổn định cho đầu tư và đàm phán hợp đồng.
- Trung hạn: Khi xuất hiện cắt giảm cục bộ và dư công suất theo thời gian, kết hợp LCOE với biểu giá TOU nhằm bổ sung tín hiệu giá theo giờ, khuyến khích tích hợp lưu trữ.
- Dài hạn: Khi tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và nghẽn lưới phổ biến, áp dụng mô hình TOU+F để phản ánh đầy đủ giá trị linh hoạt và độ sẵn sàng của BESS.

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
1. MỞ ĐẦU	1
1.1. Tính cấp thiết của nghiên cứu.....	1
1.2. Mục tiêu nghiên cứu	2
1.3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu	3
1.4. Phương pháp nghiên cứu	3
1.5. Những đóng góp chủ yếu của nghiên cứu	4
2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU.....	4
2.1. Khoảng trống nghiên cứu	4
2.2. Sự cần thiết và ý nghĩa của nghiên cứu	5
2.3. Câu hỏi nghiên cứu.....	6
3. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU	7
3.1. Cách tiếp cận nghiên cứu.....	7
3.2. Khung nghiên cứu	7
3.3. Mô hình định giá dựa trên LCOE.....	8
3.4. Mô hình định giá theo TOU kết hợp thanh toán công suất.....	8
3.5. Tích hợp ràng buộc truyền tải và điều độ vận hành.....	9
3.6. Phân tích tài chính và công cụ mô phỏng.....	10
4. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU.....	10
4.1. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải trong hệ thống PV không lưu trữ	10
4.2. Tác động của tích hợp BESS đến sản lượng và chi phí.....	11
4.3. Kết quả mô hình định giá dựa trên LCOE.....	11
4.4. Kết quả mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất	12
4.5. So sánh hai mô hình và hàm ý chính	13
5. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN.....	14

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	15
1. Những kết quả đạt được	15
2. Một số kiến nghị.....	18
3. Đóng góp chính của Luận án.....	20
4. Hạn chế và hướng nghiên cứu tiếp theo	21
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN.....	22

mức thiếu hụt doanh thu tương đối thấp hơn và khoản thanh toán công suất cần thiết để đạt điều kiện $NPV = 0$ chỉ dao động trong khoảng từ 4,9 đến 19,4 USD/kW-tháng. Đối với Ninh Thuận, mặc dù có tiềm năng bức xạ tốt, nhưng do giá trần thấp hơn (4,94 UScents/kWh), mức NPV âm lớn hơn, dẫn tới yêu cầu thanh toán công suất cao hơn, khoảng từ 6,8 đến 25,0 USD/kW-tháng. Trong khi đó, Bình Phước chịu tác động kép từ giá trần thấp nhất (4,52 UScents/kWh) và điều kiện phát điện kém thuận lợi hơn, khiến NPV âm nhiều nhất và cần mức bù công suất lớn nhất, lên tới từ 12,8 đến 28,0 USD/kW-tháng. Các kết quả này cho thấy cơ chế TOU chỉ phản ánh được một phần giá trị của BESS, để các dự án PV-BESS đạt hiệu quả tài chính cần thiết, mô hình giá điện phải bổ sung thành phần thanh toán công suất nhằm ghi nhận giá trị độ sẵn sàng và hỗ trợ vận hành hệ thống mà BESS mang lại.

Thứ tư, phân tích độ nhạy đã làm rõ mức độ ảnh hưởng của các biến số chính đến LCOE và NPV của dự án. Các kết quả định lượng cho thấy $CAPEX_{PV}$, $CAPEX_{BESS}$, vòng đời BESS và hệ số giới hạn truyền tải là các yếu tố có tác động mạnh nhất. Khi $CAPEX_{BE}$ giảm 20%, LCOE của hệ thống có thể giảm từ 4,7% đến 6,6%; khi vòng đời BESS tăng từ 10 năm lên 20 năm, LCOE giảm từ 2,5% đến 8% tùy cấu hình BESS; trong khi việc nới lỏng giới hạn truyền tải từ α bằng 0,6 lên 0,8 có thể làm giảm LCOE từ 6% đến 9%. 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 ngày càng tăng cao.

giảm từ 11% đến 17% khi α giảm từ 1,0 xuống 0,6. Khi tích hợp BESS, hệ thống có khả năng thu hồi lại khoảng 55–75% lượng điện năng thiệt hại khi xảy ra cắt giảm, tùy theo cấu hình công suất và thời gian lưu trữ. Kết quả này khẳng định BESS là biến số kỹ thuật then chốt ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng hữu ích và mức giá bán điện cần thiết của hệ thống PV–BESS.

Thứ hai, thông qua mô hình định giá trên cơ sở LCOE, luận án đã xác định được mức giá sản phẩm cho các cấu hình PV–BESS trong các điều kiện truyền tải khác nhau. Trong điều kiện không giới hạn truyền tải ($\alpha = 1,0$), mức giá bán điện tối thiểu để dự án đạt cân bằng tài chính dao động trong khoảng 4,58–7,22 UScents/kWh đối với ba khu vực nghiên cứu. Khi xuất hiện giới hạn truyền tải ($\alpha = 0,8$ và $0,6$), mức giá sản phẩm tăng lên đáng kể, cho thấy rằng buộc lưới điện có tác động mạnh đến hiệu quả tài chính của dự án. Việc so sánh với khung giá tại Quyết định 988/QĐ-BCT chỉ ra rằng khung giá hiện hành được thiết lập trong điều kiện lý tưởng, chưa phản ánh đầy đủ chi phí và rủi ro do truyền tải hạn chế cũng như giá trị kinh tế của lưu trữ, từ đó nhấn mạnh sự cần thiết của mô hình định giá do luận án đề xuất.

Thứ ba, mô hình định giá theo TOU đã cho phép lượng hóa trực tiếp giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS theo thời gian và theo vùng miền, đồng thời chỉ ra những giới hạn của cơ chế giá hiện hành. Kết quả tính toán cho cả ba khu vực nghiên cứu cho thấy, trong khuôn khổ mức giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, tất cả các kịch bản PV–BESS đều cho giá trị NPV âm, nhưng mức độ âm có sự khác biệt rõ rệt giữa các vùng do sự khác nhau về bức xạ và mức giá trần áp dụng. Cụ thể, tại Lai Châu với giá trần 6,18 UScents/kWh,

1. MỞ ĐẦU

1.1. Tính cấp thiết của nghiên cứu

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và cam kết giảm phát thải khí nhà kính, Việt Nam đang đẩy mạnh phát triển năng lượng tái tạo, trong đó điện mặt trời (PV) giữ vai trò trọng tâm. Giai đoạn 2019–2021 ghi nhận sự tăng trưởng đột biến của công suất điện mặt trời, song đồng thời làm xuất hiện hai thách thức lớn đối với hệ thống điện: (i) biến thiên sản lượng theo thời gian dẫn đến tình trạng cắt giảm công suất vào giờ trưa; và (ii) giới hạn truyền tải tại một số khu vực gây nghẽn lưới và suy giảm hiệu quả đầu tư.

Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) được xem là giải pháp then chốt nhằm dịch chuyển năng lượng theo thời gian, giảm đỉnh phụ tải và nâng cao độ tin cậy hệ thống. Tuy nhiên, để BESS có thể triển khai ở quy mô kinh tế, cơ chế định giá điện cần phản ánh đồng thời hai giá trị cốt lõi: (i) giá trị theo thời gian của điện năng xả và (ii) giá trị độ sẵn sàng/công suất đảm bảo.

Khung pháp lý hiện hành tại Việt Nam, bao gồm Quyết định 988/QĐ-BCT và các Thông tư 09/2025/TT-BCT, 12/2025/TT-BCT, mới chỉ xác lập khung giá trần và nguyên tắc chung cho thương thảo hợp đồng mua bán điện, mà chưa chuẩn hóa biểu giá theo thời gian cho điện năng xả từ BESS, chưa thiết kế cơ chế thanh toán công suất, và chưa liên kết định lượng giữa giới hạn truyền tải, quy mô BESS và mức giá tối thiểu đảm bảo tính khả thi tài chính của dự án.

Hệ quả là nhà đầu tư thiếu cơ sở định lượng để xác định “giá tối thiểu khả thi”, trong khi cơ quan quản lý thiếu tham số cụ thể để chuyển từ cơ chế giá trần tĩnh sang cơ chế định giá linh hoạt phản ánh điều kiện vận hành hệ thống.

Do đó, việc xây dựng và kiểm chứng các mô hình định giá phù hợp cho hệ thống PV-BESS trong điều kiện thực tế của hệ thống điện Việt Nam là yêu cầu cấp thiết cả về phương diện chính sách, kỹ thuật và tài chính.

1.2. Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu tổng quát

Xây dựng và đánh giá các mô hình tính giá bán điện cho nhà máy điện mặt trời tích hợp hệ thống pin lưu trữ (PV-BESS), phù hợp với điều kiện kỹ thuật và khung pháp lý của hệ thống điện Việt Nam, nhằm đảm bảo tính khả thi tài chính của dự án và hài hòa lợi ích hệ thống.

Mục tiêu cụ thể

Hệ thống hóa cơ sở lý thuyết và thực tiễn liên quan đến các phương pháp định giá PV-BESS, bao gồm mô hình LCOE, mô hình TOU và cơ chế thanh toán công suất BESS.

Xây dựng hai mô hình định giá:

Mô hình giá cố định toàn vòng đời dựa trên LCOE;

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

Ứng dụng các mô hình cho các dự án PV-BESS điển hình tại ba miền (Bắc, Trung, Nam), với các kịch bản khác nhau về quy mô BESS và mức giới hạn truyền tải, nhằm xác định mức giá bán điện tối thiểu và phạm vi giá khả thi.

Phân tích độ nhạy đối với các biến số kinh tế-kỹ thuật quan trọng như chi phí đầu tư, chi phí vốn vay, vòng đời BESS và hệ số giới hạn truyền tải.

Đề xuất khuyến nghị chính sách nhằm hoàn thiện cơ chế giá điện cho PV-BESS tại Việt Nam.

tăng vòng đời BESS giúp NPV tăng 13–40% và giảm nhu cầu thanh toán công suất F. Tuy nhiên, khi α thấp, NPV suy giảm mạnh và phần lớn kịch bản vẫn cần bổ sung F để đạt NPV=0. Điều này cho thấy hiệu quả tài chính phụ thuộc đồng thời vào chi phí đầu tư và cấu trúc giá theo thời gian.

Tổng hợp kết quả cho thấy: (i) chi phí đầu tư PV và giới hạn truyền tải ở mức α càng thấp là những tác động mạnh nhất đối với hiệu quả kinh tế-tài chính cho hệ thống PV-BESS; (ii) tích hợp BESS giúp giảm thiệt hại sản lượng và ổn định doanh thu; (iii) cơ chế chi trả tiền theo điện năng chưa đủ bảo đảm khả thi; và (iv) cấu trúc định giá hai thành phần là điều kiện cần để triển khai PV-BESS ở quy mô kinh tế tại Việt Nam.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Những kết quả đạt được

Luận án đã thực hiện nghiên cứu một cách hệ thống về hiệu quả kinh tế – tài chính của hệ thống điện mặt trời tích hợp pin lưu trữ năng lượng, với mục tiêu trung tâm là xây dựng và định lượng mô hình xác định giá bán điện phù hợp cho các nhà máy PV-BESS trong điều kiện vận hành thực tế của hệ thống điện Việt Nam. Trên cơ sở khung phương pháp luận kết hợp giữa phân tích kinh tế - kỹ thuật và mô phỏng vận hành, luận án đã đạt được các kết quả định lượng và các đóng góp khoa học chủ yếu sau.

Thứ nhất, luận án đã định lượng rõ vai trò của BESS trong việc giảm cắt giảm công suất và nâng cao sản lượng hữu ích của hệ thống PV khi tồn tại giới hạn truyền tải. Kết quả mô phỏng theo các kịch bản ràng buộc truyền tải với hệ số $\alpha = 1,0; 0,8$ và $0,6$ cho thấy, đối với hệ thống PV không có lưu trữ, sản lượng điện ròng có thể suy

đồng thời ghi nhận giá trị dịch chuyển năng lượng và giá trị độ sẵn sàng của BESS, qua đó mở rộng vùng khả thi tài chính so với cách tiếp cận chỉ dựa trên LCOE.

Kết quả định lượng cho thấy: (i) giới hạn truyền tải là yếu tố làm suy giảm mạnh hiệu quả PV thuần túy; (ii) tích hợp BESS giúp giảm tổn thất sản lượng và ổn định hiệu quả tài chính; (iii) cơ chế chỉ trả tiền theo điện năng chưa đủ bảo đảm khả thi trong điều kiện có BESS và có giới hạn truyền tải; do đó, (iv) cấu trúc giá hai thành phần là điều kiện cần để triển khai PV-BESS ở quy mô kinh tế tại Việt Nam.

5. PHÂN TÍCH ĐỘ NHẠY VÀ THẢO LUẬN

Kịch bản cơ sở cho thấy phần lớn cấu hình PV-BESS có NPV âm theo khung giá hiện hành. Do đó, phân tích độ nhạy tập trung theo hướng cải thiện nhằm xác định điều kiện cần thiết để dự án đạt khả thi tài chính. Các biến được xem xét gồm: chi phí mô-đun PV, chi phí BESS, vòng đời BESS, lãi suất vốn vay và hệ số giới hạn truyền tải (α); áp dụng cho hai cấu hình BESS ($10\% \times 2h$ và $20\% \times 4h$).

Trong mô hình LCOE, giảm 20% chi phí PV có tác động mạnh nhất, làm LCOE giảm khoảng 5–7%. Tăng vòng đời BESS từ 10 lên 20 năm giúp giảm LCOE khoảng 2,5–8%, đặc biệt với cấu hình lưu trữ lớn. Giảm chi phí BESS hoặc lãi suất vay chỉ làm LCOE giảm nhẹ (dưới 5%). Ngược lại, giới hạn truyền tải là yếu tố bất lợi nhất: khi α giảm xuống 0,6, LCOE có thể tăng 7–12%. Như vậy, trong mô hình này, các biến kỹ thuật ($CAPEX_{PV}$, vòng đời BESS, α) chi phối trực tiếp giá sản phẩm.

Trong mô hình TOU+F, NPV nhạy cảm mạnh hơn. Giảm 20% chi phí PV có thể cải thiện NPV từ 12% đến trên 100% tùy cấu hình;

1.3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

Đối tượng nghiên cứu

Đối tượng nghiên cứu là bài toán xác định mô hình tính giá bán điện cho các hệ thống PV-BESS của các nhà máy điện mặt trời nổi lưới quy mô 40 MW, trong điều kiện tuân thủ khung giá phát điện hiện hành. Hai mô hình định giá được xem xét gồm:

Mô hình LCOE nhằm xác định mức giá sản phẩm toàn vòng đời;

Mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất nhằm phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng và giá trị độ tin cậy.

Phạm vi nghiên cứu

Không gian: Ba khu vực đại diện cho ba miền Bắc, Trung, Nam (Lai Châu, Ninh Thuận, Bình Phước) có đặc điểm bức xạ khác nhau.

Kỹ thuật - kinh tế: Phân tích dựa trên các chỉ số LCOE, NPV và WACC; xét các cấu hình BESS với tỷ lệ công suất 10–20% và thời gian lưu trữ 2–4 giờ.

Thời gian: Chu kỳ dự án 20 năm, với hai kịch bản vòng đời BESS (10 năm và 20 năm).

Chính sách: Đặt trong bối cảnh khung giá phát điện hiện hành và xu hướng phát triển cơ chế DPPA tại Việt Nam.

1.4. Phương pháp nghiên cứu

Luận án sử dụng kết hợp phương pháp định tính và định lượng:

- Tổng hợp và phân tích các nghiên cứu và chính sách liên quan đến hệ thống PV-BESS;
- Mô phỏng phát điện và vận hành hệ thống PV-BESS bằng phần mềm SAM;
- Tính toán các chỉ số tài chính (LCOE, NPV, mức giá tối thiểu và khoản thanh toán công suất F);

- So sánh giữa các cấu hình kỹ thuật, điều kiện truyền tải và mô hình định giá nhằm rút ra hàm ý chính sách.

1.5. Những đóng góp chủ yếu của nghiên cứu

1. Đề xuất cơ chế định giá hai thành phần cho hệ thống PV-BESS, bao gồm biểu giá TOU và khoản thanh toán công suất xác định tại điều kiện $NPV = 0$.

2. Tích hợp ràng buộc truyền tải và quy mô BESS vào bài toán xác định mức giá bán điện, qua đó xác định vùng khả thi tài chính của dự án.

3. Cung cấp bộ tham số và quy trình tính toán có thể áp dụng cho thương thảo PPA/DPPA và hỗ trợ thiết kế chính sách giá điện linh hoạt cho BESS tại Việt Nam.

2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT VÀ KHOẢNG TRỐNG NGHIÊN CỨU

2.1. Khoảng trống nghiên cứu

Mặc dù vai trò của BESS trong tích hợp năng lượng tái tạo đã được thừa nhận, vẫn tồn tại hai khoảng trống chính trong bối cảnh Việt Nam.

Thứ nhất, về cơ chế định giá:

Khung giá hiện hành chủ yếu dựa trên sản lượng điện năng, chưa thiết kế cấu trúc hai thành phần cho PV-BESS. Chưa có biểu giá theo thời gian (TOU) để phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng, cũng như chưa có cơ chế thanh toán công suất ghi nhận giá trị độ sẵn sàng của BESS.

Thứ hai, về liên kết định lượng giữa kỹ thuật và tài chính:

Các quy định hiện nay chưa tích hợp ràng buộc truyền tải và quy mô BESS vào bài toán xác định giá điện. Khung giá theo Quyết định 988/QĐ-BCT không xét đến điều kiện nghẽn lưới thực tế, trong khi

Tại Lai Châu, với $TOU = 1,2$ (6,18/5,15 UScents/kWh), doanh thu đạt khoảng 3,2–3,5 triệu USD/năm nhưng NPV vẫn âm từ -1,92 đến -10,53 triệu USD; khi tăng TOU lên 1,3, doanh thu giảm còn 3,0–3,2 triệu USD và NPV âm sâu hơn (-3,8 đến -12,7 triệu USD). Phí công suất F cần bổ sung dao động 4,92–19,37 USD/kW-tháng.

Tại Ninh Thuận, với $TOU = 1,2$ (4,94/4,12 UScents/kWh), doanh thu 2,9–3,4 triệu USD/năm, NPV âm từ -2,6 đến -12,9 triệu USD; $TOU = 1,3$ làm NPV âm hơn (-4,62 đến -14,61 triệu USD), F tăng lên 10,94–25 USD/kW-tháng.

Tại Bình Phước, với $TOU = 1,2$ (4,52/3,77 UScents/kWh), doanh thu 2,69–3,01 triệu USD/năm, NPV âm từ -5,7 đến -14,9 triệu USD; $TOU = 1,3$ làm NPV âm -7,3 đến -16,3 triệu USD và F tăng lên 13,95–27,97 USD/kW-tháng.

So sánh giữa ba khu vực cho thấy Bình Phước có hiệu quả tài chính thấp nhất do mức giá trần thấp nhất, trong khi Lai Châu có mức NPV âm nhỏ hơn. Phần thanh toán công suất F tăng theo quy mô BESS và mức độ giới hạn truyền tải.

Nhìn chung, với cấu trúc TOU hiện hành (chênh lệch 1,2–1,3), các dự án PV-BESS tại cả ba miền đều cần cơ chế hỗ trợ bổ sung (thanh toán công suất, ưu đãi vốn hoặc trợ giá) để đạt $NPV = 0$ và đảm bảo lợi nhuận 12% trên vốn chủ sở hữu.

4.5. So sánh hai mô hình và hàm ý chính

Mô hình LCOE xác định mức giá sàn bình quân theo vòng đời dự án, phù hợp với cơ chế giá cố định truyền thống nhưng chưa phản ánh giá trị theo thời gian của điện năng.

Ngược lại, mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất phản ánh tốt hơn đặc tính vận hành của hệ thống có tỷ trọng NLTT cao, khi

	PV-BESS					
	10%x2h	10%x4h	15%x2h	15%x4h	20%x2h	20%x4h
$\alpha=1,0$	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					

(Nguồn: Trích lược từ Bảng 3.9, Luận án chính)

Bảng 3.2. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Ninh Thuận có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (UScents/kWh)

	PV-BESS					
	10%x2h	10%x4h	15%x2h	15%x4h	20%x2h	20%x4h
$\alpha=1,0$	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					
$\alpha=0,6$						

(Nguồn: Trích lược từ Bảng 3.10, Luận án chính)

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

4.4. Kết quả mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất

Kết quả tính toán theo mô hình TOU cho ba nhà máy tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước cho thấy, khi giá cao điểm được cố định bằng giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT và giá giờ bình thường xác định theo tỷ lệ TOU = 1,2–1,3, thì tất cả các kịch bản PV-BESS đều có NPV âm.

hệ số giới hạn truyền tải (α) và kích thước BESS ảnh hưởng trực tiếp đến LCOE và NPV. Do đó, còn thiếu một khung phân tích xác định mức giá khả thi theo điều kiện vận hành cụ thể.

2.2. Sự cần thiết và ý nghĩa của nghiên cứu

a. Sự cần thiết

Hệ thống điện Việt Nam đã đối mặt với tình trạng cắt giảm công suất điện mặt trời vào giờ trưa và nghẽn truyền tải tại một số khu vực có mật độ nguồn cao. BESS là giải pháp kỹ thuật có khả năng dịch chuyển năng lượng sang các khung giờ có giá trị cao hơn và tăng cường độ tin cậy hệ thống. Tuy nhiên, quyết định đầu tư và lựa chọn quy mô BESS hiện thiếu một cách tiếp cận định giá đầy đủ, vừa phản ánh chi phí vòng đời, vừa phản ánh giá trị theo thời gian và giá trị độ sẵn sàng của nguồn lưu trữ.

Luận án vì vậy đề xuất hai mô hình bổ trợ:

(i) mô hình LCOE nhằm xác định mức giá sàn bảo đảm cân bằng tài chính theo từng cấu hình và mức giới hạn truyền tải;

(ii) mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất, trong đó khoản thanh toán công suất được xác định từ điều kiện NPV = 0 và chuẩn hóa theo công suất sẵn sàng của BESS.

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

b. Ý nghĩa khoa học

Luận án có các đóng góp khoa học chính:

- Phát triển cấu trúc định giá hai thành phần cho PV-BESS, gồm TOU (UScents/kWh) và thanh toán công suất (UScents/kW-tháng).

- Chuẩn hóa phương pháp xác định thanh toán công suất dựa trên phân bù để đạt NPV = 0 và quy đổi theo công suất sẵn sàng.

- Mô hình hóa đồng thời ràng buộc truyền tải và quy mô BESS trong bài toán định giá, cho phép đánh giá tác động theo vị trí và theo thời gian.

- Xây dựng khung phân tích độ nhạy đối với các biến số kinh tế-kỹ thuật trọng yếu như CAPEXPV, CAPEXBESS, vòng đời BESS, chi phí vốn vay và hệ số giới hạn truyền tải.

c. Ý nghĩa thực tiễn

- Cung cấp cơ sở định lượng cho việc thiết kế cơ chế giá điện mặt trời tích hợp lưu trữ tại Việt Nam.

- Xác định mức giá bình quân tối thiểu và dải giá theo giờ tương ứng với từng cấu hình BESS và điều kiện truyền tải, hỗ trợ thương thảo PPA/DPPA.

- Hỗ trợ cơ quan quản lý chuyển từ cơ chế giá trần tĩnh sang cơ chế định giá linh hoạt phản ánh giá trị hệ thống của BESS.

2.3. Câu hỏi nghiên cứu

Luận án được triển khai nhằm trả lời các câu hỏi chính sau:

1. BESS có thể giảm cắt giảm công suất và nâng cao hiệu quả khai thác điện mặt trời trong điều kiện giới hạn truyền tải tại Việt Nam ở mức độ nào?

2. Mức giá bán điện tối thiểu nào bảo đảm dự án PV-BESS đạt hiệu quả tài chính?

3. Mô hình TOU kết hợp thanh toán công suất khác biệt như thế nào so với mô hình LCOE truyền thống?

4. Các biến số kinh tế-kỹ thuật (CAPEXPV, CAPEXBESS, vòng đời BESS, chi phí vốn vay, hệ số giới hạn truyền tải) tác động đến LCOE và NPV ở mức độ nào?

một số trường hợp, LCOE tiệm cận hoặc vượt giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT, làm thu hẹp vùng khả thi tài chính.

Kết quả này cho thấy hệ thống PV thuần túy có mức độ nhạy cảm cao với điều kiện nghẽn lưới, và hiệu quả tài chính phụ thuộc mạnh vào khả năng tiếp nhận công suất của hệ thống truyền tải.

4.2. Tác động của tích hợp BESS đến sản lượng và chi phí

Các cấu hình PV-BESS được mô phỏng với tỷ lệ công suất lưu trữ 10%, 15% và 20% so với công suất PV, cùng thời gian lưu trữ 2 giờ và 4 giờ. Kết quả cho thấy:

Thứ nhất, BESS giúp giảm đáng kể tỷ lệ cắt giảm công suất trong điều kiện nghẽn lưới. Với cấu hình 20% $\times$ 4 giờ, phần lớn điện năng bị cắt giảm tại $\alpha = 0,8$ được thu hồi và dịch chuyển sang khung giờ cao điểm. Trong điều kiện $\alpha = 0,6$, BESS vẫn giúp phục hồi 30–50% sản lượng bị mất so với hệ PV không lưu trữ.

Thứ hai, mặc dù bổ sung BESS làm tăng chi phí đầu tư ban đầu và chi phí thay thế trong vòng đời dự án, mức tăng LCOE của hệ PV-BESS khi α giảm thấp hơn so với hệ PV thuần túy. Cho thấy, BESS có tác dụng ổn định chi phí bình quân trong điều kiện nghẽn nặng.

Thứ ba, chi phí lưu trữ (LCOS) của BESS vẫn ở mức cao so với giá điện năng hiện hành, đặc biệt khi xét đến vòng đời 10 năm và chi phí thay thế. Do đó, chỉ bán điện theo đơn vị kWh chưa đủ bù đắp chi phí lưu trữ.

4.3. KẾT QUẢ MÔ HÌNH ĐỊNH GIÁ DỰA TRÊN LCOE

Bảng 3.1. Giá bán điện theo LCOE của nhà máy ĐMT Lai Châu có BESS tại các mức giới hạn truyền tải (UScents/kWh)

3.6. Phân tích tài chính và công cụ mô phỏng

Nghiên cứu sử dụng phần mềm System Advisor Model (SAM 2025.4.16), với cấu hình “Single Owner”, để mô phỏng đồng thời:

- Hiệu suất kỹ thuật của hệ thống PV và PV-BESS;
- Chiến lược điều phối lưu trữ;
- Dòng tiền tài chính dự án;
- Các chỉ tiêu LCOE, NPV, IRR.

SAM được lựa chọn vì tích hợp mô hình kỹ thuật và tài chính trong cùng một nền tảng, phù hợp với mục tiêu phân tích định giá điện và đánh giá khả thi tài chính trong điều kiện thực tế của Việt Nam.

4. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

4.1. Ảnh hưởng của giới hạn truyền tải trong hệ thống PV không lưu trữ

Kết quả mô phỏng cho ba nhà máy điện mặt trời 40 MW tại Lai Châu, Ninh Thuận và Bình Phước cho thấy giới hạn truyền tải (hệ số α) có tác động trực tiếp đến sản lượng hữu ích và chi phí sản xuất điện.

Khi không có giới hạn truyền tải ($\alpha = 1,0$), sản lượng phát điện phản ánh đúng điều kiện bức xạ từng khu vực, trong đó Ninh Thuận và Bình Phước đạt sản lượng cao hơn Lai Châu. Tuy nhiên, khi α giảm xuống 0,8 và 0,6, sản lượng điện hữu ích giảm mạnh do cắt giảm công suất vào giờ trưa. Tại mức $\alpha = 0,6$, tỷ lệ cắt giảm có thể vượt 20-25% sản lượng tiềm năng, đặc biệt tại khu vực có bức xạ cao.

Sự suy giảm sản lượng làm LCOE tăng đáng kể. So với trường hợp $\alpha = 1,0$, LCOE tại $\alpha = 0,6$ tăng từ 15–25% tùy khu vực. Trong

5. Cơ chế chính sách nào cần được điều chỉnh để khuyến khích đầu tư PV-BESS tại Việt Nam?

3. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

3.1. Cách tiếp cận nghiên cứu

Luận án được xây dựng trên nền tảng tiếp cận quản lý năng lượng tích hợp, trong đó các quyết định đầu tư, vận hành và định giá điện được phân tích đồng thời dưới góc độ kỹ thuật - kinh tế - hệ thống. Cách tiếp cận này cho phép đánh giá không chỉ chi phí sản xuất điện đơn lẻ mà còn giá trị hệ thống của BESS trong điều kiện tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và tồn tại ràng buộc truyền tải.

Về cơ sở lý thuyết, nghiên cứu kết hợp hai nền tảng định giá điện:

- Định giá dựa trên chi phí dài hạn (long-run cost-based pricing), được lượng hóa thông qua chỉ tiêu LCOE;
- Định giá dựa trên giá trị theo thời gian và chi phí cận biên hệ thống (time-based and system value pricing), được phản ánh thông qua mô hình TOU.

Bên cạnh đó, luận án vận dụng lý thuyết kinh tế độ tin cậy hệ thống để xây dựng cơ chế thanh toán công suất cho BESS, nhằm giải quyết vấn đề “thiếu hụt doanh thu” khi chỉ định giá theo điện năng.

3.2. Khung nghiên cứu

Quy trình nghiên cứu được triển khai theo các bước chính:

1. Xây dựng hai mô hình định giá:

- Mô hình giá cố định dựa trên LCOE;
- Mô hình giá theo TOU kết hợp thanh toán công suất BESS.

2. Lựa chọn ba nhà máy điện mặt trời điển hình đại diện cho ba miền Bắc, Trung, Nam.

3. Mô phỏng hệ thống PV và PV-BESS theo chuỗi thời gian (bước 30 phút), với các cấu hình:

- Tỷ lệ công suất BESS/PV: 10%, 15%, 20%;
- Thời gian lưu trữ: 2 giờ và 4 giờ;
- Hệ số giới hạn truyền tải α : 100% đến 60%.

4. Tính toán các chỉ tiêu đầu ra gồm LCOE, LCOS, NPV, IRR và mức giá bán điện tối thiểu.

5. Phân tích độ nhạy và so sánh kết quả giữa các cấu hình và mô hình định giá.

3.3. Mô hình định giá dựa trên LCOE

Mô hình LCOE được sử dụng để xác định mức giá sàn bảo đảm dự án đạt điều kiện tài chính:

- $NPV \geq 0$;
- IRR vốn chủ sở hữu $\geq 12\%$ (theo quy định hiện hành).

LCOE được tính bằng tỷ lệ giữa tổng chi phí vòng đời chiết khấu (bao gồm chi phí đầu tư PV, BESS, vận hành và thay thế) và tổng sản lượng điện hữu ích chiết khấu trong suốt vòng đời dự án.

Giá bán điện khả thi phải thỏa mãn ràng buộc: $LCOE \leq P \leq P_{\text{trần}}$

Trong đó, $P_{\text{trần}}$ là giá trần theo Quyết định 988/QĐ-BCT.

Đặc điểm quan trọng của mô hình là tích hợp ràng buộc truyền tải (α) và cấu hình BESS vào quá trình mô phỏng sản lượng, từ đó phản ánh tác động của nghẽn lưới đến LCOE và vùng giá khả thi.

3.4. Mô hình định giá theo TOU kết hợp thanh toán công suất

Mô hình TOU phản ánh giá trị theo thời gian của điện năng với hai mức giá:

- Giá giờ bình thường (P_{bt});
- Giá giờ cao điểm ($P_{cao}=P_{trần}$), áp dụng từ 17h00–20h00.

Trong nghiên cứu, P_{cao} được giả thiết bằng giá trần, còn P_{bt} được xác định theo hệ số chênh lệch TOU ($TOU=1,2-1,3$) nhằm tạo động lực kinh tế cho hoạt động sạc-xả của BESS.

Doanh thu điện năng năm được xác định theo sản lượng bán ở từng khung giờ. Khi doanh thu điện năng không đủ để đạt $NPV = 0$, phần thiếu hụt được quy đổi thành thanh toán công suất F (USD/kW-tháng) thông qua hệ số thu hồi vốn. Khoản thanh toán này được chuẩn hóa theo công suất sẵn sàng của BESS và gắn với điều kiện khả dụng trong giờ cao điểm.

Cấu trúc hai thành phần (TOU + thanh toán công suất F) cho phép:

- Phản ánh giá trị dịch chuyển năng lượng;
- Bù đắp giá trị độ sẵn sàng;
- Không vi phạm khung giá trần theo đơn vị kWh.

3.5. Tích hợp ràng buộc truyền tải và điều độ vận hành

Mô hình mô phỏng xét đến giới hạn truyền tải theo hệ số α , trong đó công suất phát lên lưới bị giới hạn từ 100% đến 60% công suất định mức. Trong điều kiện giới hạn:

- Phần điện PV bị cắt giảm do giới hạn truyền tải được ưu tiên sạc vào BESS;
- BESS xả vào giờ cao điểm trong phạm vi công suất và dung lượng khả dụng.

Việc tích hợp α vào mô hình cho phép lượng hóa mối quan hệ giữa vị trí dự án, khả năng tiếp nhận lưới và mức giá cần thiết để dự án khả thi.